



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТО 59012820.35.240.50.004-2011
(обозначение стандарта)

24.06.2011
(Дата введения)

Стандарт организации

**СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

**Система сбора данных и оперативного контроля (SCADA)
в диспетчерском управлении**

Издание официальное

Москва
2011

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Сведения о стандарте

1. Разработан: Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
2. Внесен: Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
3. Утвержден и введен в действие: приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.06.2011 № 180.
4. Введен впервые.

Информация об изменениях к настоящему стандарту, а также уведомление о пересмотре (замене) или отмене настоящего стандарта публикуются в информационной системе общего пользования – на официальном сайте ОАО «СО ЕЭС».

Содержание

1. Область применения	4
2. Нормативные ссылки.....	4
3. Термины и сокращения	4
4. Назначение SCADA.....	9
5. Требования к SCADA	10
5.1. Общие требования.....	10
5.2. Состав программно-аппаратных средств SCADA	11
5.2.1. Общие положения	11
5.2.2. Средства приема-передачи информации.....	11
5.2.3. Средства обработки информации, формирования отчетных и расчетных данных.....	12
5.2.4. Средства хранения и извлечения данных.....	13
5.2.5. Средства администрирования и управления.....	13
5.3. Требования к ПО SCADA.....	15
5.3.1. Общие требования.....	15
5.3.2. Требования к общесистемному ПО	16
5.3.3. Требования к прикладному ПО.....	17
5.4. Требования к информационному обеспечению	20
5.5. Требования к лингвистическому обеспечению	22
5.6. Требования безопасности	23
5.7. Инфраструктурные системы.....	24
6. Надежность	24
6.1. Общие положения.....	24
6.2. Требования к надежности SCADA	25
6.3. Показатели надежности.....	26
7. Организация разработки SCADA и ввода ее в эксплуатацию.....	27
8. Организация эксплуатации SCADA.....	29
8.1. Общие положения.....	29
8.2. Оперативное обслуживание.....	30
8.3. Восстановление работоспособности SCADA при нарушениях в ее работе.....	31
8.4. Техническое обслуживание.....	34
8.5. Учет и анализ работы программно-технических средств SCADA.....	36
8.6. Техническая и эксплуатационная документация	37
Приложение	
Архитектурные решения для построения SCADA/EMS нового поколения.....	40
Библиография	49

1. Область применения

Настоящий стандарт устанавливает требования к системе сбора данных и оперативного контроля (SCADA) в диспетчерском управлении, которая является программно-аппаратным комплексом.

Стандарт определяет порядок создания и эксплуатации SCADA, устанавливает базовую терминологию в области программно-технических средств автоматизированного диспетчерского управления, требования к составу, архитектуре и функциональности SCADA.

Стандарт предназначен для унификации систем сбора данных и оперативного контроля, обеспечения совместимости между программно-аппаратными комплексами различных изготовителей.

Настоящий стандарт разработан в соответствии с [1–4].

2. Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 27.002-2009 Надежность в технике. Термины и определения.

3. Термины и сокращения

В стандарте использованы термины, установленные в [1, 2, 3, 5, 6], а также дополнительные термины:

Автоматизированная система диспетчерского управления – совокупность взаимосвязанных технических и программных средств, обеспечивающих решение задач оперативно-диспетчерского управления производством, передачей и распределением электроэнергии. Задачи оперативно-диспетчерского управления, решаемые с помощью автоматизированной системы диспетчерского управления, приведены в [3, 4].

Диспетчерский центр – структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Защищенный локальный сегмент локальной вычислительной сети – сегмент локальной вычислительной сети, доступ к работе с оборудованием внутри которого по соображениям безопасности имеет ограниченный список пользователей. Ограничение может обеспечиваться как аппаратными, так и программными способами.

Избыточность – создание определенных запасов или резервов в информационной системе. В отказоустойчивых информационных системах

может быть использована параметрическая, временная, алгоритмическая и структурная избыточность.

Параметрическая избыточность выражается в облегчении режимов работы элементов и узлов аппаратуры с целью повышения их надежности.

Временная избыточность заключается в наличии дополнительного времени для решения задачи, чтобы в случае возникновения сбоев можно было исправлять их путем повторной обработки данных.

Алгоритмическая избыточность заключается в применении таких алгоритмов, которые обеспечивают удовлетворительные результаты в случае наличия или возникновения ошибок в процессе обработки информации.

Структурная избыточность выражается в наличии дополнительных элементов, узлов, устройств в структуре системы, предназначенных для автоматической замены отказавших компонентов.

Классы (в СИМ) – описания реально существующих видов оборудования энергообъектов (трансформаторов, генераторов, нагрузки и др.) в соответствии с общей информационной моделью энергосистемы. Классы имеют атрибуты, характеризующие свойства объекта. Каждый атрибут имеет тип, определяющий этот атрибут.

Коэффициент готовности – определяет способность информационной системы выполнять требуемые функции в любой момент времени. Коэффициент готовности представляет собой отношение времени исправной работы к сумме времени исправной работы и вынужденных простоев объекта, взятых за один и тот же календарный срок.

Наблюдаемость электроэнергетического режима энергосистемы – качественная и количественная оценки, дающие представление о достаточности контролируемых средствами телемеханики параметров технологических режимов объектов энергосистемы для определения электроэнергетического режима энергосистемы расчетным путем. Наблюдаемость режима проверяется по соответствующим критериям существования решений системы уравнений установившегося режима электрической сети, учитывающей состав телесигнализаций и телеизмерений. Избыточность телеизмерений для наблюдаемых режимов вычисляется как величина отношения фактического количества телеизмерений к их минимально достаточному количеству для расчета режима электрической сети.

Нарушение SCADA – событие, не являющееся частью стандартного функционирования SCADA, определенного эксплуатационной документацией.

Объект диспетчеризации – линии электропередачи, оборудование электрических станций и электрических сетей, устройства релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование и устройства объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологический режим и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне данного диспетчерского центра.

Общая информационная модель (Common Information Model – CIM) – совокупность классов информации и отношений между ними, используемых для создания единой для всех приложений SCADA /EMS базы данных.

Оперативно-диспетчерское управление – комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, подлежащих такому управлению.

Оперативное обслуживание SCADA – комплекс работ, выполняемый ремонтным или оперативно-ремонтным персоналом, включающий в себя осмотр и контроль состояния оборудования, выполнение работ в порядке текущей эксплуатации, ликвидацию нарушений в работе подсистем и модулей SCADA, подготовку к производству ремонта и техническому обслуживанию SCADA.

Основные функции SCADA – функции, обеспечивающие обработку, хранение и предоставление информации для систем отображения, систем противоаварийного или режимного управления.

Пользователь – пользователь SCADA, которому в соответствии с локальными актами, изданными в диспетчерских центрах, предоставлен доступ к информационным ресурсам SCADA.

Программно-аппаратный комплекс – комплекс взаимосвязанных технических и программных средств автоматизации, на базе которого функционирует система управления (или ее часть).

Процесс создания SCADA – совокупность и порядок выполнения работ от формирования исходных требований к SCADA до ввода SCADA в промышленную эксплуатацию.

Рабочая документация SCADA – комплект проектных и конструкторских документов на SCADA, разрабатываемый на стадии «Рабочая документация», содержащий все необходимые решения для изготовления, комплектации, монтажа, наладки и сдачи в эксплуатацию SCADA.

Ремонт SCADA – комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности средств и восстановлению ресурсов средств или их составных частей.

Система сбора и передачи информации – совокупность технических и программных средств, предназначенная для сбора и передачи информации для решения задач оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

Система глобального позиционирования – спутниковая навигационная система, состоящая из множества работающих в единой сети спутников, находящихся на нескольких орбитах над поверхностью Земли. Внутренние часы приемника сигнала постоянно синхронизируются с прецизионными атомными часами, установленными на спутниках, что позволяет обеспечить точность измерения времени от микро до наносекунд.

Смежный диспетчерский центр – диспетчерский центр верхнего, нижнего, одного и того же уровня управления ОАО «СО ЕЭС» и диспетчерские центры энергосистем зарубежных государств (Фингрид, диспетчерские центры Балтии, Белоруссии и т.п.), с которыми осуществляется взаимодействие.

Телеметрия – значения физических параметров технологического процесса энергообъекта (телеизмерение), параметров состояния оборудования типа «включено/выключено» (телесигнализация), а также специальных параметров (векторные измерения, текущее положение отпайки регулирования коэффициента трансформации трансформатора под нагрузкой, интегральные значения и т.п.), полученные с помощью техники измерений на расстоянии.

Техническое обслуживание SCADA – комплекс операций, обеспечивающих поддержание полной работоспособности SCADA при использовании по назначению.

Управление – совокупность действий персонала и/или технических средств с целью изменения и поддержания состояния или режима объекта управления.

Автоматическое управление – управление, осуществляемое средствами автоматизации без непосредственного участия человека.

Автоматизированные системы управления – системы, в которых управление осуществляется персоналом во взаимодействии со средствами автоматизации.

Энергообъект – объект электроэнергетики или энергопринимающая установка потребителя электрической энергии.

Active Directory – реализация службы каталогов корпорации Microsoft для операционных систем семейства Windows. Active Directory позволяет администраторам использовать групповые политики для обеспечения

единообразия настройки пользовательской рабочей среды, развертывать программное обеспечение на множестве компьютеров, устанавливать обновления операционных систем на всех компьютерах в сети.

Energy Management System – система управления производством и передачей электроэнергии, работающая в режиме реального времени, предназначенная для решения задач планирования и управления режимами, оперативного учета и анализа использования энергоресурсов, состояния оборудования, технико-экономических показателей.

Market Management System – система управления рынком электроэнергии и мощности, предназначенная для предоставления различных услуг поддержки рынка, включая услуги описания и выполнения правил рынка, распространения диспетчерских графиков, перераспределения мощности генераторов с учетом ценовых заявок и зарегистрированных диспетчерских команд, расчета отклонений от заданного диспетчерского графика и выявления инициатив.

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – система сбора данных и оперативного контроля, предназначенная для получения и хранения информации о текущем режиме энергосистемы и состоянии оборудования от ССПИ, обработки полученной информации по различным критериям достоверности и предоставления информации подсистемам автоматизированной системы диспетчерского управления и другим автоматизированным системам.

Сокращения

Сокращение	Определение сокращения
ГЛОНАСС	- глобальная навигационная система, одна из систем глобального позиционирования
ДЦ	- диспетчерский центр
ЕЭС России	- Единая энергетическая система России
ИБП	- источник бесперебойного питания
ЛВС	- локальная вычислительная сеть
МЭК	- Международная электротехническая комиссия
ОДУ	- филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ
ПО	- программное обеспечение
РДУ	- филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ
РПН	- регулирование напряжения трансформаторов под нагрузкой
СДВ	- суточная диспетчерская ведомость
ССПИ	- система сбора и передачи информации

ТИ	- телеизмерения
ТС	- телесигнализация
ФСТЭК	- Федеральная служба по техническому и экспортному контролю
FDST	- Free Data System Transport – протокол межмашинного обмена телемеханической, отчетной и плановой информацией
UTC	- Universal Time Coordinated – универсальное координированное время
GMT	- Greenwich Mean Time – среднее время по Гринвичу, время меридиана, проходящего через прежнее место расположения Гринвичской королевской обсерватории около Лондона
GPS	- Global Positioning System, одна из систем глобального позиционирования
EMS	- Energy Management System
MMS	- Market Management System

4. Назначение SCADA

4.1. Основным назначением SCADA является информационное обеспечение технологических процессов оперативно-диспетчерского управления.

4.2. SCADA является важнейшим средством компьютерной поддержки решений, принимаемых диспетчерским персоналом и специалистами ДЦ. С помощью SCADA и посредством системы отображения диспетчерский персонал главного диспетчерского центра, ОДУ и РДУ ОАО «СО ЕЭС» осуществляет контроль текущего состояния энергосистемы (схема, режим, средства управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов.

4.3. Основные задачи SCADA:

- получение информации о текущих значениях параметров режима энергообъекта, энергосистемы и коммутационном состоянии оборудования;
- обработка поступающей информации;
- формирование дорасчетных параметров;
- предоставление системе отображения и EMS приложениям текущей, ретроспективной информации и информации за будущее время об энергетических режимах, состоянии оборудования, планируемом диспетчерском графике и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации;
- архивирование и хранение данных;
- автоматическое восстановление принятой из внешних систем

некачественной информации на основании существующей в SCADA дублирующей достоверной информации, поступившей из других источников.

4.4. SCADA может быть использована в качестве источника информации для функционирования программно-аппаратных комплексов режимной и противоаварийной автоматики энергосистем при условии обеспечения SCADA требований к информационному обеспечению указанных комплексов.

5. Требования к SCADA

5.1. Общие требования

5.1.1. SCADA должна соответствовать требованиям Технической политики ОАО «СО ЕЭС» и настоящего стандарта, которые должны учитываться при разработке проектной документации на ее создание или модификацию.

5.1.2. Архитектура SCADA должна соответствовать принципам открытости архитектуры и должна быть построена на основе общедоступных и общепризнанных стандартов на продукты информационных технологий.

5.1.3. Для успешного решения поставленных задач SCADA должна обеспечивать:

- возможность интеграции и обмена информацией с внешними программно-аппаратными комплексами;

- информационную унификацию путем применения общей информационной модели (СІМ);

- наличие необходимой и достоверной информации для задач оперативно-диспетчерского управления. Необходимая информация поступает извне (является внешней по отношению к SCADA) или вырабатывается в процессе управления (внутри SCADA);

- возможность снижения чрезмерной интенсивности потока поступающей информации за счет фильтрации малозначимых изменений. SCADA должна обеспечивать возможность игнорировать (сжимать) многократное поступление одной и той же телеинформации. Выходная информация одного и того же смыслового содержания должна быть сформирована в SCADA однократно, независимо от числа адресатов;

- контроль и диагностирование правильности выполнения автоматизированных функций, с указанием места, вида и причины возникновения нарушений функционирования SCADA;

- защиту от несанкционированного доступа к информации и функциям SCADA;

- защиту от ошибочных действий персонала, от случайных изменений и разрушения информации и программ.

5.1.4. Аппаратные и программные средства должны иметь модульную структуру и системное ПО, допускающие широкий диапазон их использования от минимального выбора для выполнения одной функции до максимального, обеспечивающего выполнение всех функций SCADA.

5.1.5. В составе технических средств SCADA должны использоваться унифицированные средства серийного производства со сроком службы не менее 5 лет. Должна иметься возможность замены однотипных технических средств. Эта замена не должна приводить к внесению каких-либо изменений или перестройке других технических средств SCADA.

5.2. Состав программно-аппаратных средств SCADA

5.2.1. Общие положения

5.2.1.1. SCADA включает в себя:

- средства приема-передачи информации;
- средства обработки информации, формирования отчетных и расчетных данных;
- средства хранения и извлечения данных;
- средства администрирования и управления.

5.2.1.2. Для бесперебойного функционирования SCADA необходимо обеспечить надежную работу соответствующих инфраструктурных систем.

5.2.1.3. Оборудование SCADA должно иметь собственные средства сигнализации о состоянии основных модулей и узлов.

5.2.1.4. Все оборудование SCADA должно быть подключено к сети гарантированного электропитания с обязательным горячим резервированием.

5.2.2. Средства приема-передачи информации

5.2.2.1. К средствам приема-передачи информации относятся программные модули, обеспечивающие взаимодействие SCADA с ССПИ, системой отображения информации и программно-аппаратными комплексами EMS, MMS.

5.2.2.2. Средства приема-передачи информации обеспечивают выполнение SCADA следующих функций:

- обмен оперативной информацией с ССПИ и программно-аппаратными комплексами EMS, MMS;
- управление процессом обмена информацией, включая диагностику состояния обмена и ведение статистики;
- промежуточная обработка информации (преобразование форматов данных, масштабирование, достоверность, интерполяция текущих ТИ);
- передача информации в систему отображения.

5.2.2.3. Средства приема-передачи информации должны обеспечивать поддержку международных стандартных протоколов IEC.

5.2.2.4. Должен быть обеспечен постоянный автоматический мониторинг состояния средств приема-передачи информации SCADA по каждому направлению обмена информацией с выдачей сигнализации об изменении состояния на рабочее место пользователя.

5.2.3. Средства обработки информации, формирования отчетных и расчетных данных

5.2.3.1. К средствам обработки информации, формирования отчетных и расчетных данных относятся:

- серверы SCADA;
- рабочие станции администраторов SCADA;
- специализированное ПО серверной и клиентской частей.

5.2.3.2. Средства обработки информации обеспечивают выполнение SCADA следующих функций:

- обработка принятой информации с фильтрацией недостоверной информации;
- анализ поступающей информации с целью определения ее качества; обработка принятых из внешних систем кодов качества и кодов источников параметров; формирование собственных кодов качества и кодов источников информации;
- выполнение необходимых расчетов с участием обработанной информации;
- архивирование и хранение данных;
- обработка запросов клиентов на получение необходимой оперативной информации, в том числе из архива.

5.2.3.3. Все серверы SCADA должны быть подключены к системе бесперебойного электропитания.

5.2.3.4. Каждый сервер SCADA должен иметь локальный ИБП для корректного завершения работы сервера в случае длительного отсутствия электропитания. Локальные ИБП для серверов должны обеспечивать непрерывную работу серверов SCADA не менее 20 минут.

5.2.3.5. В комплексе средств обработки информации должна регулярно выполняться автоматическая синхронизация времени по источнику точного астрономического времени (GPS\ГЛОНАСС).

5.2.3.6. Клиентское ПО в соответствии с заданными параметрами авторизации конкретного пользователя должно обеспечивать выполнение следующих функций:

- подключение к серверам SCADA;
- удаленное администрирование серверов SCADA;
- просмотр и исправление текущей, ретроспективной информации, в том числе в архиве, и информации на будущее время.

5.2.4. Средства хранения и извлечения данных

5.2.4.1. К средствам хранения и извлечения данных относятся:

- стандартная база данных (хранилище информации);
- подсистема управления базой данных, обеспечивающая работу с хранимой информацией в пределах всей глубины архива;
- подсистема синхронизации информации между серверами SCADA.

5.2.4.2. Средства хранения и извлечения данных обеспечивают выполнение SCADA следующих функций:

- хранение оперативной информации, в том числе в долгосрочном архиве;
- обработку запросов клиентов на получение необходимой оперативной информации, в том числе из долгосрочного архива;
- синхронизацию баз данных оперативной информации на основных и резервных серверах SCADA.

5.2.4.3. Подсистема управления базой данных должна обеспечивать возможность настройки правил формирования, глубины хранения, степени прореживания, управления форматом хранения данных. Для поддержания целостности и резервирования данных необходимо наличие средств администрирования архивов.

5.2.5. Средства администрирования и управления

5.2.5.1. К средствам администрирования и управления относятся рабочие станции администратора и программные модули, обеспечивающие выполнение функций конфигурирования SCADA, настройки и управления отдельными подсистемами SCADA, включая управление нормативно-справочной информацией SCADA, влияющей на работу SCADA в целом.

5.2.5.2. Средства администрирования и управления обеспечивают выполнение SCADA следующих функций:

- настройка и сопровождение единой системы обработки событий, оповещения и записей информационных сообщений;
- управление конфигурацией SCADA;
- управление прикладным программным обеспечением SCADA;
- контроль и диагностирование компонент SCADA;

- обеспечение санкционирования доступа;
- управление настройкой нормативно-справочной информации.

5.2.5.3. Единая система обработки событий должна иметь возможность объединять события в группы (по важности события, по принадлежности к той или иной подсистеме SCADA и другие критерии), предоставлять возможность редактировать состав и содержание групп событий, позволять настраивать глубину хранения сообщений о событиях для разных групп.

5.2.5.4. Настройка оповещений должна позволять индивидуально настраивать систему оповещения для разных групп событий, включая способы доставки оповещения пользователям (электронная почта, sms-сообщения и др.). Система оповещения должна включать в себя настраиваемую схему квитирования оповещений, подсистему подписки на события. Подписка на события должна позволять пользователю SCADA настраивать персональный список событий, оповещения о которых ему необходимо получать. Перечень пользователей, которым разрешен доступ к системе оповещения определяется локальными нормативными актами, изданными в ДЦ.

5.2.5.5. Каждый программный модуль SCADA должен иметь развитые средства фиксации информационных сообщений о своей работе. Записи информационных сообщений должны иметь идентификатор программного модуля и пользователя, от имени которого выполнялись действия. Записи журналов событий безопасности и изменений настроек конфигурирования SCADA должны быть защищены от удаления и модификации.

5.2.5.6. SCADA должна обеспечивать возможность просмотра и настройки журналов работы программных модулей. Подсистема фиксации информационных сообщений о работе программных модулей SCADA должна позволять выбирать уровень детализации, с которым ведется запись.

5.2.5.7. Средства администрирования и управления SCADA должны иметь возможность управлять распределением прав пользователей на работу со SCADA. Управление правами пользователей SCADA должно выполняться с использованием механизма ролей.

5.2.5.8. Управление прикладным программным обеспечением SCADA должно обеспечивать планирование работы программных модулей по заданному расписанию, обработку ошибок выполнения программных модулей и при необходимости формирование событий для единой системы обработки событий.

5.2.5.9. Зона действия функции контроля и диагностирования компонент SCADA должна распространяться на прикладное и системное ПО, на серверное оборудование. Подсистема контроля и диагностирование компонент SCADA должна взаимодействовать с единой системой обработки событий.

5.2.5.10. Для реализации защиты от несанкционированного доступа к SCADA необходимо обеспечить:

- идентификацию и аутентификацию пользователей SCADA;
- разграничение прав доступа на уровне категорий оперативной информации и функций SCADA;
- управление правами доступа к различным элементам SCADA для пользователей разных уровней.

5.2.5.11. Идентификация (отождествление) пользователей должна осуществляться с использованием единой службы каталогов (Active Directory). Идентификация пользователей должна осуществляться при помощи имени учетной записи и/или с использованием цифровых сертификатов, записанных на отчуждаемые носители. Разграничение прав доступа пользователей, работающих с SCADA, должно производиться как в службе каталогов, так и внутри SCADA.

5.3. Требования к ПО SCADA

5.3.1. Общие требования

5.3.1.1. ПО SCADA должно обеспечивать выполнения всех функций SCADA, определенных настоящим стандартом.

5.3.1.2. ПО SCADA должно отвечать следующим принципам:

- модульность построения всех составляющих SCADA;
- применение сервис-ориентированных технологий для реализации отдельных функций;
- эффективность (минимальные затраты ресурсов на создание и обслуживание ПО);
- открытость, простота интеграции (возможность расширения и модификации);
- гибкость (возможность внесения изменений и перенастройки);
- надежность (соответствие заданному алгоритму, отсутствие ложных действий, защита от разрушения и несанкционированного доступа к программам и данным);
- живучесть (выполнение возложенных функций в полном или частичном объемах при нарушениях в работе);
- устойчивость (нарушения в работе отдельных приложений не должны приводить к нарушениям системного ПО и SCADA в целом);
- удобство администрирования и мониторинга;
- унификация решений;
- простота и наглядность.

5.3.1.3. ПО должно иметь средства диагностики своей работы.

5.3.1.4. ПО подразделяется на общесистемное ПО и прикладное ПО.

5.3.1.5. Все ПО должно сопровождаться эксплуатационной документацией для оперативного и технического обслуживания.

5.3.1.6. Все используемое ПО должно быть лицензионным.

5.3.1.7. ПО должно быть сертифицировано на соответствие требованиям ФСТЭК России [7, 8].

5.3.2. Требования к общесистемному ПО

5.3.2.1. Общесистемное ПО должно обеспечивать функциональность, надежность и высокую производительность прикладного ПО.

5.3.2.2. Общесистемное ПО подразделяется на системное ПО и ПО инструментальных средств разработки, отладки и документирования прикладного ПО [9].

5.3.2.3. В состав системного ПО входят:

- операционные системы;
- пакеты программной поддержки обмена данными (сетевые пакеты).

5.3.2.4. Операционные системы должны удовлетворять следующим требованиям:

– возможность работы в круглосуточном режиме (24 часа x 365 дней) в темпе, необходимом для выполнения всех функций управления;

– высокая производительность, поддержка многоядерных процессоров, эффективное обслуживание многопроцессных приложений;

– поддержка многозадачного и многопользовательского режимов;

– высокая степень устойчивости и надежность;

– поддержка стандартных сетей и семейства протоколов TCP/IP;

– удобный и понятный пользователю графический интерфейс, простота и эффективность использования;

– возможность работы с 32- и 64-разрядными приложениями, расширенные возможности работы с мультимедиа;

– низкая стоимость и минимальные расходы на эксплуатацию;

– возможность конфигурирования под конкретные условия использования.

5.3.2.5. ПО инструментальных средств разработки, отладки и документирования прикладного ПО включает в себя:

– системы формирования и управления локальными и распределенными базами данных;

- средства создания или изменения пользовательского интерфейса;
- пакеты программ документирования и архивирования информации;
- средства отладки, диагностики и самодиагностики работоспособности прикладного ПО.

5.3.3. Требования к прикладному ПО

5.3.3.1. В основу функционала SCADA должно быть заложено обеспечение многопоточного приема информации, поступающей одновременно от нескольких внешних систем. SCADA должна обеспечивать прием данных одновременно по одному или нескольким стандартным коммуникационным протоколам: IEC 870-5-101, IEC 870-5-104, Modbus, IEEE C37, OPC, ICCP, FDST.

5.3.3.2. После поступления данных в SCADA должна производиться немедленная обработка поступившей информации. Полный цикл обработки информации от поступления в SCADA до архивирования и предоставления информации пользователям SCADA (системам и средствам отображения) не должен превышать 5 с. Поступившие параметры должны проходить следующие этапы обработки:

- преобразование потока данных и приведение его к принятой системе величин и измерений;
- фильтрация поступающего в SCADA потока данных от незначительных изменений в значениях параметров на основе заданных полосы пропускания значений, интегральной апертуры, максимального допустимого времени непоступления незначительно меняющихся или длительно неменяющихся данных;
- определение кодов качества. Использование алгоритмов определения достоверности значений по: физическим границам, резкому изменению величины значения (скачок), времени непоступления и необновления значений, отклонению значения от дублирующего значения;
- определение источников данных: устройство телемеханики, внешняя информационная система, ручной ввод;
- восстановление недостоверной информации: замена недостоверного значения на достоверное дублирующее значение.

5.3.3.3. Должна быть предусмотрена подсистема оперативного расчета (в реальном времени) дополнительных параметров по определяемым пользователем формулам с использованием математических, логических, бинарных, электротехнических операторов и функций, операторов условного перехода, функций преобразования времени.

5.3.3.4. Должна быть предусмотрена возможность использования в качестве дублирующей информации для телеметрии дорасчетных параметров, полученных на основании использования характеристик и

параметров электроэнергетического оборудования.

5.3.3.5. Для получения отчетных и статистических данных подсистема дорасчета SCADA должна обеспечивать возможность вычисления агрегированных величин на основе трендов поступающих в SCADA данных: расчет интегралов, среднеарифметических и средневзвешенных значений, экстремумов. Формирование дорасчетов и отчетных данных должно выполняться на основе правил запуска выполнения расчетов в разных сочетаниях: по факту изменения любого из аргументов формулы расчета, циклически, по расписанию, по требованию.

5.3.3.6. Должна быть предусмотрена подсистема ручного управления информацией, включающая возможность ручного ввода значений параметров и корректировки отчетных данных с фиксацией времени, автора и объема произведенных изменений.

5.3.3.7. SCADA должна обладать возможностью интеграции и обмена информацией с программными комплексами других автоматизированных систем. Для реализации указанной функциональности необходимо обеспечить наличие открытого программного интерфейса для доступа к информации и функциям SCADA из других программных комплексов.

5.3.3.8. SCADA должна обладать высокой надежностью и отказоустойчивостью, при этом необходимо обеспечить:

- работу SCADA в схемах резервирования: поддержка одновременной работы нескольких (двух или более) экземпляров программно-технических средств полнофункциональной SCADA с возможностью незамедлительного перехода от одного экземпляра к другому, либо использовать систему кластеризации;

- автоматическое и ручное управление конфигурацией: смена ролей экземпляров SCADA, запуск и останов программных компонент SCADA;

- предоставление информации о состоянии программных и технических средств SCADA;

- сохранение работоспособности системы с понижением качества при нарушениях в работе отдельных элементов технических или программных средств.

5.3.3.9. Должна быть предусмотрена подсистема архивирования SCADA, обеспечивающая выполнение следующих функций:

- управление стратегией хранения данных: правила формирования, глубина хранения, степень прореживания данных;

- управление форматом хранения данных.

Для поддержания целостности и резервирования данных необходимо наличие утилит администрирования архивов: поддержка «горячего»

резервирования архивов, создание резервных копий на локальных и внешних носителях информации.

5.3.3.10. Суточная диспетчерская ведомость.

Суточная диспетчерская ведомость является компонентом подсистемы архивирования SCADA и должна содержать фактические значения параметров режима операционной зоны соответствующего ДЦ, привязанные ко времени. СДВ используется для решения задач планирования, анализа режима ЕЭС России и для рыночных технологий. СДВ должна формироваться на всех уровнях оперативно-диспетчерского управления.

В СДВ должны формироваться данные двух типов:

- средние значения параметров, рассчитанные по правилу трапеции за последнюю минуту каждого часа;
- на основе интегрированных, на интервале 30 минут, телеизмерений [10].

Данные суточной диспетчерской ведомости должны автоматически сохраняться и храниться в архивной базе данных в течение не менее пяти лет с привязкой к UTC.

Состав параметров, порядок формирования и алгоритм расчета значений СДВ определяются документом [11].

5.3.3.11. В составе SCADA должна быть предусмотрена подсистема аварийной сигнализации и управления тревожными сообщениями. Назначение подсистемы – выдача диспетчерскому персоналу аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации о возникших нарушениях или приближении к допустимой границе значений режимных параметров (частота, ток, напряжение, перетоки мощности в контролируемых сечениях и т.д.) и об изменении состояния оборудования или устройств энергосистемы. Выдача сообщений должна производиться с учетом зоны ответственности пользователей SCADA. Факты ознакомления пользователей с аварийными сообщениями необходимо осуществлять с использованием системы квитирования сообщений. Произошедшие события в SCADA должны фиксироваться в журнале аварийно-предупредительных сообщений, произошедших на объекте или связанных с объектом. Необходимо наличие возможности формирования различного рода статистики на основе журнала аварийной сигнализации.

Аварийная сигнализация должна включать в себя визуальную и звуковую составляющие.

5.3.3.12. Достоверизация поступающей информации производится на основе избыточности информации о коммутационном состоянии схемы электрической сети и параметрах режима энергосистемы.

Достоверизация параметров режима при избыточности измерений должна производиться путем фильтрации грубых ошибок на основе

контрольных уравнений с последующим определением режима на основе расчетной процедуры его оценивания.

5.4. Требования к информационному обеспечению

5.4.1. SCADA для обеспечения технологических процессов управления электроэнергетическими режимами энергосистемы необходима информация о технологических режимах работы объектов диспетчеризации.

5.4.2. В состав информации о технологическом режиме работы объекта диспетчеризации входят:

- электрические параметры режима, включая параметры аварийных режимов, характеризующие технологические режимы энергообъектов;
- неэлектрические параметры, отражающие условия работы объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электроэнергии;
- команды дистанционного управления и регулирования.

5.4.3. SCADA должна обеспечивать прием и обработку всего необходимого объема параметров, характеризующих технологические режимы энергообъектов.

5.4.4. Перечень (детальный состав) параметров и команд управления определяется требованиями:

- обеспечения наблюдаемости и управляемости электроэнергетического режима в энергосистеме;
- регламентирующих документов рынка электроэнергии;
- обеспечения надежности и достоверности информации о технологических режимах энергообъектов за счет ее избыточности;
- регламентирующих документов по режимной и противоаварийной автоматике.

5.4.5. Требования к обмену информацией с ССПИ.

5.4.5.1. SCADA должна обеспечивать сохранение меток единого астрономического времени для всех принимаемых параметров, а также присвоение собственных меток времени при ретрансляции телеинформации в смежные системы (в случаях, предусмотренных стандартами и формулярами согласования приема/передачи данных). Для меток времени должно использоваться GMT. Используемый формат метки времени должен обеспечивать хранение меток астрономического времени с точностью не хуже 1 мс.

5.4.5.2. Форматы данных, используемые для передачи информации о телесигналах, телеизмерениях, специальных параметрах (текущем положении отпайки РПН, интегральных значениях и т.п.) должны обеспечивать передачу:

- текущего значения параметра;
- признаков достоверности (описателя качества) параметра;
- метки времени параметра (при передаче по изменению).

5.4.5.3. Значения ТИ должны передаваться в инженерных единицах. Непосредственная передача результатов аналого-цифрового преобразования (квантов) допускается в исключительных случаях по согласованию с соответствующим ДЦ.

5.4.5.4. Значение положения отпайки РПН должно передаваться целым числом, которое соответствует текущему номеру отпайки РПН.

5.4.5.5. Признаки достоверности должны передаваться единым блоком со значением параметра и должны содержать следующую информацию (в случаях, предусмотренных стандартами и формулярами согласования приема/передачи данных):

- признак необновления значения параметра в источнике в течение контрольного времени;
- признак неработоспособности оборудования системы сбора, обеспечивающего измерение или ретрансляцию информации о параметре;
- признак замены значения параметра значением этого параметра, поступающего из альтернативной системы сбора (АСУТП, регистратор аварийных событий энергообъекта, SCADA смежного ДЦ и др.);
- признак присвоения параметру заданного персоналом ручного значения.

5.4.5.6. SCADA должна обеспечивать сохранение и отображение на соответствующие внутренние коды SCADA исходных (принятых) признаков достоверности при приеме телеинформации, за исключением случаев их прямого изменения в SCADA автоматически либо персоналом вручную. Аналогичное отображение должно производиться для телеинформации, ретранслируемой в смежные системы с использованием протоколов, использующих иную квалификацию признаков достоверности.

5.4.5.7. SCADA должна поддерживать регламенты обмена данными, обеспечивающие спорадическую (по изменению соответствующего параметра), а также периодическую передачу всего объема параметров по запросу либо циклически. В режиме передачи по изменению должна выполняться:

- спорадическая передача в хронологическом порядке всех изменившихся значений телесигналов;
- адаптивная передача последних значений телеизмерений в случае выхода параметра за заданные пределы (апертуру), устанавливаемую вокруг последнего переданного значения параметра;
- спорадическая передача значения параметра в случае изменения

одного из признаков достоверности этого параметра.

5.4.5.8. Выполнение команд телеуправления должно обеспечиваться с применением двухступенчатой процедуры «команда выбора объекта и исполнения» с обязательной передачей в обратном направлении результата выполнения каждой ступени.

5.4.5.9. Форматы, используемые для передачи команд телеуправления и их результатов, должны обеспечивать класс достоверности данных в соответствии с [12, 13] и передачу следующей обязательной информации:

- код выполняемой команды;
- код выполняемой ступени (выбор объекта, исполнение команды);
- код результата выполнения ступени на объекте управления.

SCADA должна иметь возможность получения, обработки и отображения всей промежуточной информации о состоянии управляемого оборудования. Должен быть обеспечен контроль за временем исполнения команды (соответствующей ступени), при превышении заданного времени должна выдаваться информация об ошибке.

В зависимости от используемого протокола передачи телеинформации может обеспечиваться передача:

- метки времени начала формирования команды в ДЦ;
- кода принудительного прекращения выполнения команды после выполнения ее первой (либо промежуточной) ступени.

5.4.5.10. Должны обеспечиваться следующие приоритеты передачи телеинформации (по уменьшению приоритета):

- команда телеуправления или результат выполнения команды (соответствующей ступени);
- информация об изменении ТС;
- информация об изменении ТИ, специальных параметров;
- передача ТС при передаче всего объема;
- передача ТИ, специальных параметров при передаче всего объема.

5.5. Требования к лингвистическому обеспечению

5.5.1. Лингвистическое обеспечение SCADA должно быть достаточным для общения различных категорий пользователей в удобной для них форме со средствами автоматизации SCADA.

5.5.2. В лингвистическом обеспечении SCADA должны быть:

- предусмотрены языковые средства для описания любой используемой информации в SCADA;
- унифицированы используемые языковые средства;

– стандартизированы описания однотипных элементов информации и записи синтаксических конструкций;

– обеспечены удобство, однозначность и устойчивость общения пользователей со средствами автоматизации SCADA;

– предусмотрены средства исправления ошибок, возникающих при общении пользователей с программно-техническими средствами SCADA.

5.5.3. Лингвистическое обеспечение SCADA должно быть отражено в документации (инструкциях, описаниях) организационного обеспечения SCADA в виде правил общения пользователей с программно-техническими средствами во всех режимах функционирования SCADA.

5.5.4. Интерфейс SCADA, обеспечивающий взаимодействие пользователей с SCADA, должен быть реализован на русском языке.

5.6. Требования безопасности

5.6.1. В целях информационной безопасности и прогнозируемости нагрузки на программно-аппаратный комплекс доступ сторонних пользователей к SCADA должен быть запрещен.

5.6.2. SCADA должна располагаться в защищенном локальном сегменте ЛВС.

5.6.3. Аутентификация (подтверждение подлинности) пользователей должна осуществляться на основе использования имени и пароля и/или с использованием цифровых сертификатов, записанных на отчуждаемые носители. Аутентификация пользователей должна быть настроена в соответствии с политикой парольной защиты.

5.6.4. Доступ пользователей к информационным ресурсам SCADA должен осуществляться согласно функциональной деятельности пользователей, структурных подразделений ДЦ.

5.6.5. Доступ к информационным ресурсам SCADA должен осуществляться в соответствии с матрицами доступа по принципу «что не разрешено, то запрещено».

5.6.6. Подключение удаленных/мобильных рабочих станций пользователей к информационным ресурсам SCADA должно осуществляться путем построения виртуальных частных сетей (VPN) средствами защищенного удаленного доступа (ЗУД) с использованием криптографических алгоритмов защиты информации и цифровых сертификатов.

5.6.7. Для эффективной борьбы с воздействием вредоносных программ и компьютерных вирусов в SCADA должны использоваться средства антивирусной защиты. Работа средств антивирусной защиты не должна снижать производительность SCADA или приводить к искажению оперативной информации.

5.6.8. Для эффективного выполнения техническими средствами своего назначения при функционировании SCADA должна быть обеспечена защита комплекса технических средств SCADA от воздействия внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания.

5.6.9. Способ выполнения цепей ввода-вывода информации, защитные заземления и заземления информационных цепей должны обеспечивать помехозащищенность оборудования SCADA.

5.6.10. Все внешние элементы технических средств SCADA, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения. Применяемые защитные аппараты должны иметь соответствующую выдержку времени для исключения ложных отключений токами переходных режимов.

5.6.11. Для улучшения условий электромагнитной совместимости в электроустановках зданий, в которых установлено оборудование SCADA, должна быть принята система TN-S [14].

5.6.12. Комплекс технических средств SCADA должен размещаться в специальных помещениях, с ограничением в доступе в соответствии с [15].

5.7. Инфраструктурные системы

5.7.1. Инфраструктурные системы это вспомогательные системы по отношению к SCADA, которые являются критически важными для ее функционирования.

5.7.2. К инфраструктурным системам относятся:

- ЛВС ДЦ;
- система бесперебойного и гарантированного электропитания ДЦ;
- системы вентиляции и кондиционирования.

6. Надежность

6.1. Общие положения

6.1.1. Под надежностью SCADA понимается свойство SCADA выполнять возложенные на нее функции в заданных условиях функционирования, сохраняя свои характеристики в установленных пределах.

6.1.2. Условия функционирования – круглосуточный режим работы (24 часа в сутки, 7 дней в неделю).

6.1.3. Основные установленные характеристики - производительность (способность обрабатывать не менее 5 млн. записей в час); поддержка пользовательского интерфейса (задержка в выполнении запросов пользователя не более 5 секунд, за исключением запросов на большой объем неоднородной информации из различных баз данных).

6.1.4. Основные методы для обеспечения надежности SCADA:

- применение надежных компонентов;

- введение избыточности (структурной, информационной, алгоритмической и временной);
- организация плановых эксплуатационных проверок программных и технических средств;
- обеспечение выполнения эксплуатационных требований к SCADA, изложенных в технической документации производителя оборудования и в сопроводительной документации от разработчика ПО.

6.2. Требования к надежности SCADA

6.2.1. SCADA должна обеспечивать сохранение работоспособности с понижением качества при нарушениях в работе отдельных элементов технических или программных средств без останова оборудования при наличии аппаратной, информационной, функциональной и алгоритмической избыточности.

6.2.2. Технические средства SCADA не должны допускать перехода частичных нарушений в работе ПО и ошибочных действий персонала в критичное нарушение SCADA либо минимизировать последствия нарушений.

6.2.3. Схема резервирования SCADA должна обеспечивать сохранение обмена информацией по всем направлениям при неработоспособности любого (одного) компонента SCADA. Должно быть обеспечено резервирование технических средств и ПО. Допускается отсутствие резервирования аппаратных средств SCADA, реализующих второстепенные служебные функции, например, архивирование служебной информации и др.

6.2.4. Для серверов SCADA должна применяться схема резервирования в виде трехмашинного комплекса (один основной сервер, один резервный сервер по схеме «горячего» резервирования с постоянной синхронизацией баз данных, с автоматическим переходом с основного на резервный сервер в случае неисправности. Один сервер в холодном резерве с ручной синхронизацией баз данных). Кроме аппаратных компонентов, должно также предусматриваться резервирование связей серверов SCADA с серверами телемеханики.

6.2.5. SCADA должна иметь в своем составе программно-аппаратные средства самодиагностики, позволяющие фиксировать нарушения в работе оборудования SCADA с точностью до модуля, и передавать сообщения о них в единую систему обработки событий. При нарушении в работе одного элемента основные функции SCADA должны сохраняться. Должна быть предусмотрена защита от однократных нарушений, множественных или зависимых нарушений SCADA.

6.2.6. Комплекс технических средств SCADA должен быть оборудован системой бесперебойного и гарантированного электропитания. Исправность системы электропитания должна периодически проверяться по графику, утверждаемому техническим руководителем соответствующего ДЦ.

Электроснабжение должно осуществляться не менее чем от двух источников, подключенных к независимым центрам питания и автоматическим переключением на работающий, в случае выхода одного из них из строя.

6.2.7. Для обеспечения автономной работы системы гарантированного электропитания при полном отсутствии внешнего электроснабжения должны устанавливаться ИБП, обеспечивающие непрерывное электропитание сервера в случае переключения между источниками гарантированного электропитания, и автономные электрогенераторные установки, построенные на базе двигателей внутреннего сгорания, как правило, дизельных (ДГУ).

6.2.8. Должна быть предусмотрена сигнализация о переходе на питание SCADA от резервного источника. Сигнализация устанавливается на месте установки оборудования и дублируется на рабочих местах дежурного персонала SCADA.

6.3. Показатели надежности

6.3.1. Устанавливаются следующие требования к номенклатуре и значениям показателей надежности SCADA (в соответствии с определениями ГОСТ Р 27.002-2009):

– коэффициент готовности SCADA к полнофункциональному режиму работы SCADA должен быть не менее 99,99 %;

– среднее время восстановления работоспособности SCADA должно составлять не более 30 минут.

6.3.2. Коэффициент готовности SCADA является комплексным показателем надежности и показывает вероятность того, что восстанавливаемый объект окажется работоспособным в произвольный момент времени использования его по назначению. Для расчета коэффициента готовности SCADA (K_g) используется следующая формула:

$$K_g = \frac{t_w}{t_w + t_p},$$

где

t_w – суммарное время исправной работы SCADA;

t_p – суммарное время вынужденного простоя.

6.3.3. Суммарное время исправной работы SCADA рассчитывается по следующей формуле:

$$t_w = t_k - t_m,$$

где t_k – ожидаемое время работы SCADA за календарный год, в часах ($24 \cdot 365 = 8760$ часов),

t_m – суммарное время простоя SCADA за календарный год, по причине критичных нарушений в работе SCADA (критерии критичного нарушения указаны в пункте 8.3.3.2 настоящего стандарта). Значение t_m определяется на

основании записей в оперативном журнале SCADA.

Суммарное время вынужденного простоя SCADA (t_p) принимается равным значению t_m .

6.3.4. Для расчета среднего времени восстановления работоспособности SCADA (t_{sr}) используется следующая формула:

$$t_{sr} = t_m / N,$$

где t_m – суммарное время простоя SCADA за календарный год, по причине критичных нарушений в работе SCADA, N – общее количество критичных нарушений в работе SCADA ДЦ за календарный год.

6.3.5. Показатели готовности SCADA для некритичных нарушений в работе SCADA определяются локальными нормативными актами ОАО «СО ЕЭС».

7. Организация разработки SCADA и ввода ее в эксплуатацию

7.1. При создании SCADA должно быть обеспечено выполнение следующей последовательности работ:

- формирование требований ОАО «СО ЕЭС» к SCADA в форме технического задания;
- выбор генерального подрядчика SCADA;
- разработка технического проекта SCADA;
- разработка рабочей документации SCADA;
- комплектация и изготовление программно-технических средств;
- монтаж и ввод в эксплуатацию SCADA;
- сопровождение SCADA.

7.2. На этапе «Формирование требований к SCADA» работы осуществляет ОАО «СО ЕЭС», выступающее в качестве заказчика, который при необходимости может привлечь к выполнению работ по договору проектную организацию. В состав работ входит:

- описание операционной зоны соответствующего ДЦ;
- обоснование целесообразности создания новой, реконструкции или модернизации существующей SCADA;
- технико-экономическое обоснование создания, реконструкции или модернизации SCADA;
- разработка технических требований к SCADA в виде технического задания.

7.3. При разработке технических требований к SCADA необходимо руководствоваться архитектурными решениями, изложенными в приложении к настоящему стандарту.

7.4. На этапе «Выбор генерального подрядчика SCADA» ОАО «СО ЕЭС» организует и проводит регламентированные закупочные процедуры для выбора генерального подрядчика. В состав работ входит:

- разработка конкурсной документации, состоящей из двух частей: с общими и специальными требованиями. Общие требования должны относиться к конкурсу и его участникам. Специальные требования – к SCADA и процессу ее создания;

- проведение закупочных процедур комиссией, формируемой ОАО «СО ЕЭС»;

- подписание договора на создание, реконструкцию или модернизацию SCADA с организацией-победителем.

7.5. На этапе «Разработка технического проекта SCADA» работы выполняет генеральный подрядчик, который в соответствии с договором при необходимости может привлекать к их выполнению субподрядчиков по согласованию с ОАО «СО ЕЭС». В состав работ входит:

- разработка проектных решений по SCADA в соответствии с требованиями технического задания;

- разработка проектно-сметной документации в соответствии с действующими стандартами на автоматизированные системы управления;

- разработка технических требований на все программно-технические компоненты SCADA.

7.6. На этапе «Разработка рабочей документации SCADA» работы выполняет генеральный подрядчик, который в соответствии с договором при необходимости может привлекать к их выполнению субподрядчиков по согласованию с ОАО «СО ЕЭС». В состав работ входит:

- разработка конструкторской документации по всем видам обеспечения SCADA;

- разработка эксплуатационной документации.

7.7. На этапе «Комплектация и изготовление программно-технических средств» работы выполняет генеральный подрядчик, который в соответствии с договором при необходимости может привлекать к их выполнению субподрядчиков по согласованию с ОАО «СО ЕЭС». В состав работ входит:

- комплектация технических средств (включая запасные компоненты);

- изготовление компонентов SCADA;

- разработка, установка и наладка ПО;
- тестирование программных средств, функциональности и надежности SCADA.

7.8. На этапе «Монтаж и ввод в эксплуатацию SCADA» работы выполняет генеральный подрядчик при участии ОАО «СО ЕЭС». Устанавливается следующий порядок организации работ и виды проведения испытаний:

- подготовка специализированного помещения и поставка оборудования;
- монтажные работы;
- обучение персонала;
- пусконаладочные работы и автономные испытания элементов SCADA;
- комплексные испытания SCADA;
- опытная эксплуатация SCADA;
- приемочные испытания SCADA и ввод в промышленную эксплуатацию.

Проводимые работы и испытания организуются в соответствии с [16].

7.9. Этап «Сопровождение SCADA» включает в себя выполнение работ в соответствии с гарантийными обязательствами, в том числе работы по:

- анализу функционирования SCADA;
- выявлению отклонений фактических эксплуатационных характеристик SCADA от проектных значений;
- установлению причин этих отклонений;
- устранению выявленных недостатков и обеспечению стабильности эксплуатационных характеристик SCADA;
- внесению необходимых изменений в документацию на SCADA.

8. Организация эксплуатации SCADA

8.1. Общие положения

8.1.1. При организации эксплуатации SCADA необходимо учитывать функции межуровневого взаимодействия SCADA на всех уровнях оперативно-диспетчерского управления [3]. Указания вышестоящего ДЦ должны выполняться в полном объеме и в заданные сроки.

8.1.2. Эксплуатация подсистем SCADA производится, как правило, персоналом служб ДЦ. Возможно использование персонала внешних организаций для выполнения некоторых функций технического обслуживания на основе договорных отношений.

8.1.3. При эксплуатации SCADA требуется согласовать и четко регламентировать действия персонала разных служб, обслуживающих SCADA и смежные системы. Для этого необходимо:

- установить границы обслуживания SCADA;
- установить согласованные технические требования, определяющие условия взаимодействия SCADA с внешними системами;
- определить порядок взаимодействия при проведении плановых работ и при устранении нарушений;
- обеспечить взаимный обмен информацией о результатах эксплуатации SCADA и смежных систем, а также о намечаемых и проводимых работах на программно-технических средствах.

8.1.4. Для обеспечения надежной и бесперебойной работы SCADA необходимо организовать оперативное и техническое обслуживание SCADA.

8.1.5. Изменение эксплуатационного состояния SCADA должно производиться в соответствии с [17].

8.1.6. Эксплуатационный персонал SCADA должен проходить подготовку и обучение в соответствии с [6]. Обязательно наличие специальной подготовки и тренировок по действиям в аварийной ситуации согласно [6] для оперативного персонала.

8.1.7. Персонал, осуществляющий оперативное обслуживание SCADA, относится к оперативно-ремонтному персоналу и должен иметь III группу по электробезопасности. Персонал, осуществляющий техническое обслуживание SCADA, относится к ремонтному персоналу и должен иметь III группу по электробезопасности.

8.1.8. Для обеспечения безопасных условий эксплуатации SCADA эксплуатационный персонал должен выполнять требования межотраслевых правил по охране труда [18].

8.2. Оперативное обслуживание

8.2.1. Оперативное обслуживание SCADA должно быть организовано на основе круглосуточного дежурства обученного персонала.

8.2.2. Основные задачи оперативного обслуживания SCADA:

- круглосуточный контроль работы программно-технических средств SCADA;
- оперативное управление SCADA;
- восстановление работоспособности SCADA при возникновении нарушений в ее работе.

8.2.3. В соответствии с основными задачами персонал, осуществляющий оперативное обслуживание, выполняет следующие

функции:

8.2.3.1. В части обеспечения круглосуточного контроля работы SCADA:

- круглосуточный мониторинг работоспособности программно-аппаратных средств SCADA;
- круглосуточный мониторинг поступления (передачи) в (из) ДЦ телеметрической и иной информации с энергообъектов операционной зоны ДЦ;
- круглосуточный мониторинг программно-аппаратных средств передачи команд телеуправления и управляющих воздействий режимной или противоаварийной автоматики;
- контроль работы системы гарантированного и резервного электропитания;
- выполнение периодических обходов и осмотров оборудования SCADA;
- круглосуточное ведение оперативной документации по эксплуатации SCADA.

8.2.3.2. В части оперативного управления SCADA:

- выполнение регламентных работ, необходимых для обеспечения работоспособности SCADA;
- организация и осуществление вывода оборудования SCADA из работы и ввода в работу;
- останов и запуск программных модулей;
- смена ролей серверов SCADA;
- оперативное взаимодействие с дежурным персоналом энергообъектов (смежного ДЦ), в части обеспечения бесперебойного информационного обмена;
- оперативное взаимодействие с подразделениями ДЦ в части обеспечения бесперебойной работы SCADA.

8.2.4. Порядок выполнения всех функций оперативного обслуживания должен быть определен в производственных инструкциях соответствующих ДЦ.

8.3. Восстановление работоспособности SCADA при нарушениях в ее работе

8.3.1. Восстановление работоспособности SCADA необходимо обеспечить в минимально возможное время. Основными факторами, влияющими на длительность восстановления SCADA, являются эффективная организация процесса устранения нарушения, квалификация обслуживающего персонала и наличие запасных элементов.

8.3.2. Основные типы нарушений в работе SCADA:

- неработоспособность технических средств SCADA;
- ошибки в работе ПО SCADA;
- неработоспособность инфраструктурных систем, приведшая к нарушению работоспособности SCADA.

8.3.3. По степени влияния на работоспособность SCADA нарушения в работе SCADA классифицируются по категориям:

- некритичное нарушение – нарушение, понижающее эксплуатационные характеристики SCADA без нарушения основных функций SCADA;
- критичное нарушение – нарушение, характеризуемое полным прекращением выполнения SCADA основных функций, независимо от продолжительности нарушения.

8.3.3.1. К некритичным нарушениям SCADA относятся:

- неисправность резервного оборудования;
- отсутствие связи с ССПИ по основному каналу, с переключением обмена телеметрией на резервный канал связи;
- отсутствие телеметрии, поступающей с энергообъекта или ДЦ, с возможностью замены данного блока телеметрии замещающей информацией;
- неисправность средств хранения долгосрочной информации;
- снижение предусмотренных пунктом 6.1.3 настоящего стандарта характеристик функционирования SCADA;
- неправильная работа ПО в части сервисных функций.

8.3.3.2. К критичным нарушениям SCADA относятся:

- непредставление информации о текущем и планируемом режиме энергосистемы (из-за неисправности программно-аппаратных средств SCADA) на рабочем месте диспетчера;
- непредставление информации о текущем и планируемом режиме энергосистемы (из-за неисправности программно-аппаратных средств SCADA) для приложений EMS, MMS;
- неисправность программно-аппаратных средств SCADA, приведшая к полному отсутствию передачи телеметрии в смежный ДЦ.

Для расчета длительности критичного нарушения необходимо использовать систему фиксации критичных нарушений. Рекомендуется применять автоматическую систему фиксации критичных нарушений, независимую от действий персонала, обеспечивающую оперативное обслуживание SCADA. Временная точность учета критичных нарушений, фиксируемая автоматической системой, не должна быть хуже 5 % (при

единице измерений – час). Допускается использовать ручную систему фиксации критичных нарушений, в этом случае временная точность учета нарушений не должна быть хуже 20 % (при единице измерений – час).

Суммарное время простоя SCADA за календарный год по причине критичных нарушений используется для расчета коэффициента готовности SCADA.

8.3.4. Своевременное обнаружение нарушений в работе SCADA обеспечивается:

- применением систем автоматического мониторинга со световой и звуковой сигнализацией;
- визуальным контролем за результатами работы программных комплексов;
- анализом сообщений пользователей и эксплуатационного персонала;
- организацией осмотра технических средств;
- диагностическими проверками.

8.3.5. Действия по восстановлению работоспособности SCADA.

8.3.5.1. Процессом по восстановлению нормального режима работы SCADA руководит персонал, обеспечивающий оперативное обслуживание SCADA. При необходимости передачи руководства процессом восстановления старшему по должности работнику решение оформляется документально в оперативном журнале.

8.3.5.2. Общий порядок действий дежурного персонала:

- зафиксировать в оперативном журнале время обнаружения нарушения;
- определить неисправные технические и (или) программные средства SCADA и категорию нарушения;
- немедленно сообщить о нарушении и последствиях для функций SCADA диспетчерскому персоналу ДЦ;
- в случае критичного нарушения немедленно проинформировать руководителя службы, ответственной за эксплуатацию SCADA, и привлечь к работам по восстановлению необходимый эксплуатационный персонал;
- оформить аварийную заявку на выведенное из работы оборудование или программный комплекс, для сокращения времени ликвидации нарушения допускается получить согласование дежурного диспетчера ДЦ на устранение нарушения по телефону, с последующим оформлением аварийной заявки;
- в случае если нарушение влияет на информационный обмен со смежными ДЦ, проинформировать дежурный персонал SCADA смежного ДЦ;
- приступить к восстановлению работоспособности отказавших

программных или технических средств SCADA в соответствии с производственными инструкциями;

- если не удастся оперативно устранить нарушение, необходимо незамедлительно привлечь специалистов, ответственных за сопровождение отказавших технических или программных средств;

- информировать диспетчера ДЦ о ходе устранения нарушения;

- проверить работоспособность SCADA после устранения нарушения;

- после завершения процесса восстановления работоспособности SCADA проинформировать диспетчерский персонал ДЦ, руководителя службы, ответственной за эксплуатацию SCADA, и дежурный персонал смежного ДЦ (при необходимости);

- закрыть аварийную заявку;

- оформить в оперативном журнале развитие нарушения работоспособности SCADA с указанием времени возникновения и ликвидации, с фиксацией всех произведенных действий и телефонных переговоров с привлеченным персоналом.

8.3.6. Детальный порядок действий по восстановлению работоспособности SCADA должен быть определен в местных производственных инструкциях ДЦ.

8.3.7. Приоритетной задачей при устранении нарушений SCADA является восстановление потерянных функций SCADA в максимально короткое время. Не допускается отвлекаться на второстепенные работы в ущерб выполнения приоритетной задачи.

8.4. Техническое обслуживание

8.4.1. Основная задача технического обслуживания SCADA – обеспечение полной работоспособности SCADA. Персонал, осуществляющий техническое обслуживание и эксплуатацию SCADA, выполняет следующие функции:

- проведение плановых эксплуатационных проверок технических и программных средств SCADA;

- систематический контроль за работой подсистем SCADA;

- администрирование SCADA;

- проведение регламентных работ на технических средствах SCADA в соответствии с требованиями производителя оборудования;

- внесение изменений в SCADA в соответствии с регламентом внесения изменений, принятых в ДЦ;

- ведение базы данных нормативно-справочной информации;

- настройка системы резервного копирования и обеспечение ее

работоспособности;

- ведение учета нарушений в работе SCADA, выяснение причин нарушений SCADA;

- разработка и реализация мероприятий, направленных на устранение причин и предпосылок возникновения нарушений SCADA;

- анализ и обобщение опыта эксплуатации;

- составление производственных инструкций для оперативного персонала SCADA, поддержание инструкций в актуальном состоянии;

- приемка в эксплуатацию новых компонент SCADA;

- составление заявок на материалы, запасные части, необходимые для эксплуатации SCADA.

8.4.2. Основными мероприятиями по обеспечению правильной и надежной работы технических средств SCADA являются плановые эксплуатационные проверки, проводимые с определенной периодичностью по утвержденному графику не реже одного раза в год.

8.4.3. Периодичность и объем эксплуатационных проверок определяются типом оборудования, условиями его работы, договорными обязательствами по сопровождению SCADA и должны всегда точно соблюдаться. Результаты проверок оформляются протоколом.

8.4.4. Систематический контроль за работой подсистем SCADA предусматривает:

- ежедневный (по рабочим дням) внешний осмотр;

- ежедневную (по рабочим дням) проверку рабочего состояния программных комплексов по журналам событий.

8.4.5. Функции администрирования SCADA включают в себя:

- добавление и удаление пользователей SCADA, изменение их регистрационных данных;

- настройка матрицы прав доступа пользователей;

- настройка оборудования SCADA;

- настройка ПО SCADA;

- настройка параметров архива;

- настройка резервирования SCADA;

- настройка системных журналов работы SCADA;

- просмотр журналов работы SCADA;

- контроль текущего состояния пакетов задач (отключен, в работе, перезагружается, не работает, в ожидании запуска) с указанием последнего

времени запуска;

- обеспечение обновлений системного и прикладного ПО.

8.4.6. Порядок выполнения всех функций технического обслуживания должен быть определен в инструкциях по эксплуатации, разработанных и утвержденных централизованно при принятии SCADA в эксплуатацию и адаптированных к местным особенностям.

8.5. Учет и анализ работы программно-технических средств SCADA

8.5.1. Учет работы SCADA необходим для оценки ее состояния, эффективности и качества эксплуатации. Анализ данных учета позволяет совершенствовать применяемые программно-технические средства и повышать уровень их эксплуатации.

8.5.2. Учету подлежат все категории нарушений SCADA. Допускается использовать как автоматическую, так и ручную систему фиксации нарушений. При использовании ручной системы все случаи нарушений программно-технических средств SCADA должны регистрироваться персоналом, обеспечивающим оперативное обслуживание SCADA, средствами электронной фиксации. Порядок информирования определяется действующими локальными инструкциями ДЦ.

8.5.3. Состав обязательной информации, указываемой при регистрации нарушения в оперативном журнале:

- категория нарушения;
- дата и время возникновения, длительность простоя;
- характер и причина нарушения;
- действия персонала при устранении нарушения.

8.5.4. Все нарушения в работе SCADA должны расследоваться в соответствии с [19].

8.5.5. При расследовании причин нарушений SCADA выявляются и устанавливаются условия и предпосылки их возникновения, круг лиц, действия (бездействие) которых привели к возникновению нарушений, а также разрабатываются организационно-технические и профилактические мероприятия по устранению причин и предотвращению нарушений в SCADA.

8.5.6. Нарушения в работе SCADA расследуются постоянно действующей комиссией ДЦ в соответствии с действующими нормативными документами ОАО «СО ЕЭС». Результаты расследования должны оформляться актом расследования согласно действующим локальным нормативным актам ОАО «СО ЕЭС».

8.5.7. Первоначальная систематизация и анализ нарушений в работе SCADA осуществляется структурным подразделением ДЦ, ответственным за

техническое обслуживание SCADA. Результаты анализа, разработанные мероприятия и отчеты по их выполнению направляются в вышестоящий ДЦ для окончательного анализа и дальнейшего распространения по филиалам ОАО «СО ЕЭС».

8.5.8. Нарушения SCADA, вызванные:

- ошибками персонала при эксплуатационных проверках и настройках программно-технических средств;

- несвоевременным устранением выявленных дефектов;

следует учитывать как непосредственную вину персонала, занятого обслуживанием SCADA.

Ошибки в производственных инструкциях (или отсутствие инструкций), вследствие чего произошло нарушение SCADA, следует учитывать как ошибки руководящего персонала.

8.6. Техническая и эксплуатационная документация

8.6.1. Для эксплуатации SCADA необходима следующая документация:

- инструкции по оперативному обслуживанию;

- инструкции по техническому обслуживанию;

- эксплуатационные журналы (оперативный журнал, журнал выполнения регламентных работ, журнал дефектов и неполадок, журнал распоряжений);

- схемы прохождения (приема/передачи) телемеханической и оперативно-технологической информации;

- техническая документация от производителя оборудования;

- сопроводительная документация от разработчиков программных комплексов;

- паспорта на технические средства SCADA;

- схема ЛВС ДЦ;

- структурная логическая схема корпоративной вычислительной сети;

- схема электропитания технических средств SCADA;

- протоколы эксплуатационных проверок.

8.6.2. Техническая и эксплуатационная документация SCADA должна быть на русском языке. Допускается наличие дополнительных справочных материалов на языке разработчика SCADA.

8.6.3. Техническая документация, разрабатываемая производителем, должна отражать заявленные возможности и характеристики оборудования, порядок его установки, настройки и ввода в работу, правила и условия эксплуатации и обслуживания.

8.6.4. Сопроводительная документация от разработчиков программных комплексов включает в себя:

- описание проектных решений по ПО;
- описание решений, обеспечивающих сопровождение и эксплуатацию программ SCADA, в документах «Пояснительная записка», «Руководство администратора», «Руководство пользователя»;
- программу и методику испытаний.

8.6.5. Паспорта на технические средства SCADA являются документами, отражающими технические данные, комплектность, условия работы оборудования и требования по техническому обслуживанию. В паспорте также указывается периодичность и объем эксплуатационных проверок. Паспорт составляется на каждую единицу оборудования.

8.6.6. Инструкции по оперативному и техническому обслуживанию должны содержать пункты и (или) разделы, описывающие действия оперативного персонала для всех возложенных на него функций. Инструкции регламентируют сроки, порядок и объем работ по обслуживанию подсистем SCADA и определяют краткие указания по методике выполнения основных работ. В инструкциях даются также краткие сведения о работе оборудования/программных комплексов и действиях при нарушениях в работе оборудования/программных комплексов. В инструкциях должны быть отражены правила работы систем мониторинга программно-аппаратных комплексов. При разработке инструкций необходимо учитывать возможность использования резервных технологий для временного обеспечения потерянной функциональности SCADA.

8.6.7. Схемы (ЛВС, электропитания и др.) составляются для четкой ориентировки эксплуатационного персонала при работах с техническими средствами SCADA, при поиске и устранении нарушений в работе SCADA.

8.6.8. Протоколы эксплуатационных проверок оборудования SCADA должны содержать данные измерений основных характеристик оборудования и отметки обо всех выполненных при проверках работах. Форма протоколов должна служить краткой программой проверки, определяющей последовательность и объемы выполняемых работ.

8.6.9. Все изменения в программно-технических средствах SCADA, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы до ввода в работу за подписью уполномоченного лица с указанием его должности и даты внесения изменения. Информация об изменениях в инструкциях, схемах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций и схем.

8.6.10. Эксплуатационная документация должна быть представлена в бумажном и электронном виде. Оба вида представления

документации являются равноправными и взаимозаменяемыми. Оперативный журнал, журнал выполнения регламентных работ, журнал дефектов и неполадок необходимо вести в электронном виде. Журнал распоряжений необходимо вести в бумажном виде.

8.6.11. Вся техническая и эксплуатационная документация хранится на месте основного пребывания эксплуатационного персонала ДЦ. Не допускается наличие у эксплуатационного персонала отличных по содержанию экземпляров рабочей документации.

8.6.12. Эксплуатационную документацию периодически (в установленные в ДЦ сроки, но не реже 1 раза в квартал) должен просматривать руководящий административно-технический персонал ДЦ и принимать меры к устранению обнаруженных недостатков.

**Архитектурные решения
для построения SCADA/EMS нового поколения****1. Основные архитектурные концепции для SCADA/EMS:**

SCADA нового поколения должна строиться на основе сервис-ориентированной архитектуры. Сервисы – самодокументированные программные компоненты, выполняющие какую-либо функцию для другой системы или приложения. Приложение или система может предлагать или обеспечивать сервис, который может быть вызван программно из независимо разработанного приложения посредством указания открытого, документированного интерфейса. Сервис доступен по сети и публикует стандартный интерфейс, который не требует знаний технологий, использованных для его создания и развертывания.

Web-сервисы являются главной технологией для данной архитектуры, так как предлагают более гибкий вариант информационной поддержки технологических процессов. Возможность обращаться к широкому набору функций в произвольном порядке создает платформу для создания динамически изменяемых средств автоматизации технологических процессов без перепроектирования информационной системы в целом.

Web-сервисы состоят из протоколов основанных на XML:

– SOAP определяет сообщения в процессе работы, которые содержат запросы и ответы сервисов. SOAP не зависит от какого-либо частного транспорта и технологии реализации;

– язык описания Web-сервисов (WSDL) – основанное на XML описание сервиса, которое описывает открытый интерфейс, протокол привязки и форматы сообщений, требующиеся для взаимодействия с Web-сервисом;

– универсальное описание обнаружение и интеграция (UDDI) – основанный на XML реестр для публикации описаний сервисов (WSDL) и дающий возможность их поиска.

ESB – сервис-ориентированная инфраструктура среднего слоя. Поддерживает предоставление дополнительных услуг при взаимодействии программ между собой и выступает в роли посредника для сервис-ориентированных бизнес-компонент и бизнес-компонент, управляемых событиями.

SIM/СМЕ – концепция интеграции данных. Все данные, позиционируемые для совместного использования ИТ-компонентами на различных уровнях диспетчерского управления, должны определяться с использованием SIM/СМЕ как канонической семантической модели.

2. Организация взаимодействия SCADA с информационными системами

Компоненты, необходимые для организации взаимодействия SCADA и других информационных систем, представлены следующими крупными блоками:

- инфраструктурные компоненты;
- компоненты интеграции приложений;
- компоненты интеграции данных;
- функциональные компоненты.

К инфраструктурным компонентам относятся:

- FEP (Front End Processor) – устройство, выполняющее функцию конвертера различных телемеханических протоколов в единообразное представление OPC XML;

- система отображения – общий интерфейс пользователя, предоставляющий услугу доступа и визуального представления информации реального времени, временных рядов (архивов), событий, результатов расчетов, модели электрической системы в виде списков, деревьев, масштабируемой векторной графики, таблиц и графиков (трендов);

- ICCP – компонент, осуществляющий поддержку обмена с внешними системами по протоколу МЭК 60870-6 (TASE.2).

К компонентам интеграции приложений относятся:

- ESB – сервис-ориентированная инфраструктура среднего слоя. Поддерживает предоставление дополнительных услуг при взаимодействии программ между собой и выступает в роли посредника для сервис-ориентированных бизнес-компонентов и бизнес-компонентов, управляемых событиями;

- Logging – компонент, предоставляющий услугу распределенного ведения журналов работы всем сервисам, является частью ESB;

- BPI – компонент, предоставляющий услуги управления функциональными компонентами для реализации поддержки бизнес-процессов посредством SOAP-вызовов под управлением настраиваемых сценариев, является частью ESB;

- High Speed Bus – высокоскоростная шина обмена данными в режиме реального времени, основанная на стандарте HSDA варианта OPC XML, совместимая по интерфейсу со спецификациями МЭК 61970;

- OPC UA – технология доступа, обеспечивающая взаимодействие приложений и общей информационной модели и совместимая со спецификациями общего интерфейса IEC 61970;

– SOAP – служебный компонент (адаптер), предназначенный для организации взаимодействия технологических и инфраструктурных объектов между собой, а также со службами интеграции приложений.

К компонентам интеграции данных относятся:

– CIM/CIME/CIM+ – база данных, хранящая информацию в соответствии со спецификациями IEC 61970, 61968, а также рыночные (CIME) и иные (CIM+) расширения CIM, описание оборудования, не охваченного моделью CIM, информацию о конфигурации автоматизированной системы SCADA, EMS, MMS;

– Model Manager – компонент, предоставляющий услуги по обслуживанию метамодели данных, физической модели, их расширению, анализу;

– ASDM – компонент, предоставляющий услугу межуровневой актуализации и синхронизации фрагментов моделей между уровнями РДУ и ОДУ, в том числе, обеспечивающий услугу отправки частичных изменений модели (сверху вниз и снизу вверх) и ожидания квитанции об утверждении изменений от верхнего уровня.

К функциональным компонентам относятся компоненты, предоставляющие услуги:

– анализа топологии сети;

– прогнозирования величин потребления электроэнергии;

– периодического (в высоком темпе) расчета таблиц управляющих воздействий на основании анализа текущего режима для локальных устройств противоаварийной автоматики;

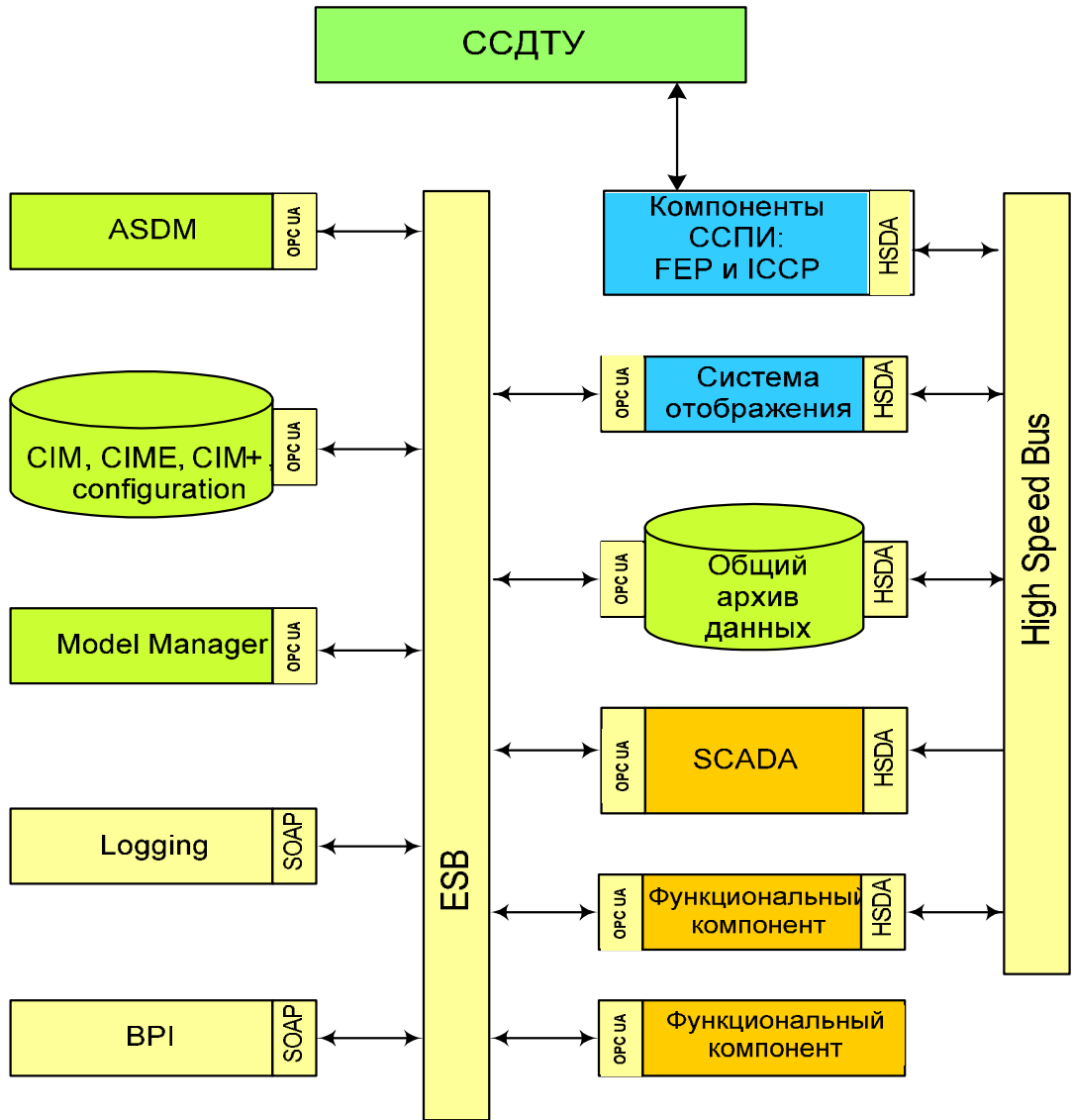
– анализа электромеханических переходных процессов в электрических системах;

– оценки состояния (параметров режима) электрической сети на основании потенциально не вполне достоверных данных о топологии и параметрах режима;

– поддержки рынка электроэнергии и мощности;

– и др.

Общая схема взаимодействия SCADA и других информационных систем, обеспечивающих информационную поддержку в решение задач оперативно-диспетчерского управления, представлена ниже.



- ССДТУ (Сеть связи диспетчерского и технологического управления)
- Инфраструктурные компоненты
- Компоненты интеграции приложений
- Компоненты интеграции данных
- Функциональные компоненты

3. Сервисная шина предприятия (ESB)

3.1. Сервисная шина предприятия (ESB) – это не единая система, это набор компонент и подсистем внутри интеграционного слоя, работающего по концепции интеграции приложений и данных. ESB определяет подход к построению распределенных корпоративных информационных систем.

3.2. Сервисная шина предприятия предоставляет безопасную, надежную транспортную систему обмена сообщениями высокой надежности с гарантированной доставкой. Обычно информацией, передаваемой по шине ESB, являются XML-сообщения протокола SOAP, совместимые с моделью CIM/CME.

3.3. ESB должна использоваться в качестве основной платформы для обмена данными между компонентами, которые не требуют использования двоичного GID-интерфейса. Шина ESB, используемая в качестве платформы предприятия, позволит реализовать стандартизованные интерфейсы для обмена информацией, обеспечения связи и безопасности. Главное допущение заключается в том, что каждый компонент, расположенный на шине ESB, может иметь как закрытые, так и общедоступные данные на различных формах постоянных хранилищ данных. В то время как структуры закрытых данных оптимизируются в соответствии с внутренними требованиями компонента к функциям и производительности, структура общедоступных данных должна публиковаться для всего предприятия в виде стандартизованной канонической модели данных, основанной на модели CIM/CME.

3.4. Все передаваемые по шине ESB полезные данные имеют стандартизованный XML-формат, являющийся производным от модели CIM/CME. Никаких изменений и/или преобразований сообщений в шине ESB не выполняется. Собственные модели данных инкапсулируются внутри индивидуальных компонентов, и преобразование в модель CIM/CME и обратно осуществляется внутри SOA-адаптера соответствующего компонента.

4. Общая информационная модель

4.1. Общая информационная модель (CIM) – это логическая модель энергосистемы, описывающая физические объекты электроэнергетики, и представляет собой описание элементов (объектов, устройств, оборудования), электроэнергетических систем (сетей), их взаимосвязей, а также инфраструктуры диспетчерского управления на основе стандартной классификации, принятой международной электротехнической комиссией.

CIM должна использоваться в качестве семантического посредника для достижения полной совместимости определений данных и обмена данными

многочисленных приложений ДЦ. CIM определяет стандарты и общий способ представления многообразия физических и абстрактных данных, связанных с деятельностью предприятий электроэнергетики.

CIM используется для определения XML сообщений и документов для передачи информации между приложениями в стандартном формате, не зависящем от собственных внутренних форматов. Использование CIM XML для моделирования энергосистем является обязательным для обмена моделями энергосистем.

4.2. CIM поддерживается следующими организациями:

- Electric Power Research Institute;
- IEC TC 57 рабочая группа 14 по интерфейсам систем управления распределением (Distribution Management System);
- IEC TC 57 рабочая группа 13 по системам управления электроэнергией (Energy Management Systems);
- ITC;
- Рабочая группа по передаче данных при NERC;
- Object Management Group Utility Task Force;
- OPC Foundation;
- Международная группа пользователей USA.

4.3. Правила построения CIM основаны на следующих стандартах IEC:

- IEC 61970-301 (Общая информационная модель);
- IEC 61970-404 (Скоростной доступ к данным);
- IEC 61970-405 (Общее оповещение о событиях и публикации);
- IEC 61970-407 (Доступ к данным временных последовательностей);
- IEC 61970-501 (Обмен моделями RDF);
- IEC 61968-1 (Интеграция систем распределения);
- IEC/TR 61968-11 (Расширения CIM для систем распределения);
- IEC 62351 (Профили защиты данных и передачи информации);
- IEC 60870-6 (TASE.2, IECSP).

4.4. Сценарии использования CIM.

– Общая информационная модель позволяет различным технологиям интеграции (EAI/ESB, ETL, ЕП, BI, Modeling, Process and Data management) быть использованными совместно стандартными способами. Все решения применяют одну и ту же информационную модель и деловой словарь:

- EAI/ESB – предоставляет базу для основанной на стандартах полезной информации сообщений и обмену данными (например, XSLT) со структурой CIM;
- EП – предоставляет независимую от платформы логическую модель, а также увязывают указанные системы с объединенными запросами;
- ETL – генерирует потоки передаваемых данных и конвертирует данные из структур CIM (например, XSLT);
- инструменты моделирования и разработки – создают (расширенные) модели (например, модель интерфейса) с использованием структур CIM;
- интеллектуальные бизнес-инструменты – используют CIM и SBV для создания общей деловой точки зрения;
- решения по управлению данными – предоставляют независимую от платформы логическую модель, а также увязывают передачу базирующегося на CIM информационного наполнения в указанные системы;
- моделирование процессов – более эффективный процесс проектирования, эффективно использующий прецеденты CIM и стандартную декомпозицию функций, а также стандартный обмен данными и SBV;
- CIM должен применяться в качестве общей семантической и логической модели со специальной динамикой и общим деловым словарем. Семантическая модель облегчает интеграцию таким образом, что информация для приложений, вспомогательная деловая информация и интеграционная инфраструктура, становятся более легкими в наращивании и в обслуживании, благодаря чему уменьшаются затраты и ресурсы на интеграцию имеющихся и будущих приложений.

4.5. Семантическая модель.

Общая информационная модель CIM в соответствии со стандартом IEC 61970-301 рассматривается как основной стандарт модели, который должен использоваться в качестве отправной точки для определения семантических моделей энергосистемы.

Модель несет в себе общие определения и терминологию, принятые для всего предприятия, а добавление CIM позволяет представить эту терминологию в соответствии с отраслевыми стандартами. Как только CIM будет расширена для поддержки ИТА, она может предоставить общий язык обмена данными (XML) между основными организациями, вовлеченными в технологическую цепочку производства, транспортировки, распределения и потребления электроэнергии и мощности, а также в рыночные операции.

CIM, как общая семантическая модель, используется для конструирования сообщений, которые используются для взаимодействия между приложениями. Требуется, чтобы каждое приложение отображало его внешние интерфейсы в структуру CIM классов, позволяющую сообщениям

между приложениями быть определенными через CIM стандарта IEC 61968-1.

При использовании SOA-архитектуры проектирование необходимых сообщений и Web-сервисов необходимо выполнять на основе CIM. Сделанное один раз расширение CIM, может быть использовано для определения необходимых сообщений и соответствующих сервисов. Сервисы определяются с помощью языка описания сервисов (WSDL) и XML схемы. Один раз выбранные с помощью подходящего инструментария элементы (классы/атрибуты) из CIM для создания необходимого сообщения позволяют определить XML схему (XSD или RDF) экземпляра XML сообщения и определить сервис, используя WSDL. Нужное сообщение и определение сервиса, однажды проверенное и одобренное, должно быть реализовано и использовано на этапе исполнения в интеграционной среде.

Интеграционная семантическая модель, основанная на CIM, служит эталонной моделью или «семантическим уровнем» компании, позволяющим увязать интерфейсы данных в общий набор деловых терминов.

4.6. Основные пакеты CIM:

- ядро информационной модели (Core) содержит следующие объекты: наименования (Identified Object), ресурсы энергосистемы (Power System Resource), контейнер оборудования (Equipment Container) и проводящее оборудование (Conducting Equipment), а также общие наборы данных для этих объектов. Приложения могут использовать не все объекты ядра. Блок ядро не зависит от других блоков, однако между ними и ядром могут существовать отношения ассоциации и обобщения;

- домен (Domain) – представляет собой каталог величин и единиц измерения, которые определяют типы данных для атрибутов (свойств), используемых различными классами в различных блоках. Блок устанавливает базовый набор типов данных, включая единицы измеряемых величин. Каждый тип данных включает значение атрибута и выбранные единицы измерения, которые определяются как постоянные переменные, в виде текстового описания единиц измерения;

- топология электрической сети (Topology) представляет собой расширение блока ядро, который совместно с классом точка подключения (Terminal) моделируют связность электрической сети (Connectivity), определяющую способ соединения оборудования между собой. Кроме того, этот блок моделирует топологию, которая логически определяет способ соединения оборудования через замкнутые коммутационные аппараты. Определение топологии не зависит от других параметров электрической сети;

- параметры расчетной схемы энергосистемы (Wires) – расширение блоков ядро и топология, содержит информацию о расчетной схеме системообразующих (Transmission) и распределительных (Distribution) сетей. Этот блок используется такими приложениями, как оценка состояния (State

Estimation), расчет потокораспределения (Load Flow) и расчет оптимального потокораспределения (Optimal Power Flow);

– вывод из работы, отключения (Outage) – расширение блоков ядро и параметры расчетной схемы, которое предоставляет информацию о текущей и плановой конфигурации сети. Наличие объектов этого класса в приложениях – опционально;

– релейная защита и автоматика (Protection) – расширение блоков ядро и параметры расчетной схемы, которое содержит информацию о релейной защите. Объекты этого класса должны быть использованы в режимных тренажерах диспетчера и в приложении, которое осуществляет локацию повреждений в электрических сетях;

– измерения (Meas) – представляет собой объекты, содержащие измеренные данные, которыми обмениваются приложения;

– модели нагрузки (Load Model) – представляет собой модели потребления электроэнергии и нагрузки энергосистемы в виде характеристик. На модели нагрузки влияют различные условия, такие как время года, дни недели, которые также должны быть учтены в блоке модель нагрузки. Эту информацию следует использовать в прогнозировании энергопотребления (Load Forecasting) и управлении нагрузкой (Load Management);

– параметры генерирующих единиц (Production) содержит модели различных типов генераторов. Кроме того, блок моделирует издержки на производство электроэнергии, которые должны быть учтены при распределении нагрузки между агрегатами и расчете резервов генерируемых мощностей. Эта информация необходима для функционирования следующих приложений: выбора состава генерирующего оборудования (Unit Commitment), коммерческая диспетчеризация гидро- и турбоагрегатов (Economic Dispatch of Hydro and Thermal Generating Units), прогнозирование нагрузки (Load Forecasting), автоматическое регулирование напряжения и скорости вращения (Automatic Generation Control);

– динамика генерации или параметры теплового оборудования (Generation dynamics) содержит модели первичных двигателей, таких как турбины, котлы, которые предназначены для моделирования процессов и образовательных целей. Информация используется в приложении моделирование агрегатов (Unit Modeling) и в динамическом тренажере (Dynamic Training Simulator).

Библиография

- [1] Федеральный закон от 26.03. 2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
- [2] Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
- [3] Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».
- [4] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.
- [5] Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения.
- [6] Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденные приказом Минтопэнерго России от 19.02.2000 № 49.
- [7] Руководящий документ. Защита от несанкционированного доступа к информации. Часть 1. Программное обеспечение средств защиты информации. Классификация по уровню контроля отсутствия недекларированных возможностей. Введено в действие приказом Председателя Гостехкомиссии России от 04.06.1999 № 114.
- [8] Руководящий документ. Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Показатели защищенности от несанкционированного доступа к информации. Утверждено решением Председателя Гостехкомиссии России от 30.03.1992.
- [9] ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- [10] Техническое задание на статистическую обработку показателей нагрузки и потребления получасовой интегральной версии суточной ведомости активных нагрузок, утвержденное 17.12.2002 директором по информационному обеспечению ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС».
- [11] Требования к суточной диспетчерской ведомости и формам отображения в ОИК, утвержденные первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» в 2009 году.
- [12] ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики.
- [13] ГОСТ Р МЭК 870-6-1-98 Устройства и системы телемеханики. Часть 6. Протоколы телемеханики, совместимые со стандартами ИСО и

рекомендациями ИТУ-Т. Раздел 1. Среда пользователя и организация стандартов.

[14] Правила устройства электроустановок (шестое, седьмое издания, Госэнергонадзор, 2000).

[15] Типовые проектные решения и технические требования для подготовки рабочих проектов строительства и реконструкции зданий для размещения диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» РДУ, утвержденные приказом ОАО «СО ЕЭС» от 06.10.2009 № 391.

[16] Положение о приемке в эксплуатацию программно-аппаратных комплексов в ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС», утвержденное приказом ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» от 04.05.2007 № 106.

[17] Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ЦДУ, утвержденное 18.02.2010 первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС».

[18] Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00, утвержденные постановлением Минтруда России от 05.01.2001 № 3 и приказом Минэнерго России от 27.12.2000 № 163.

[19] Приказ ОАО «СО ЕЭС» от 28.01.2011 № 11 «О постоянно действующих комиссиях».

[20] Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12. 2004 № 861.

[21] Правила расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846.

[22] ГОСТ 28195-89 Оценка качества программных средств. Общие положения.

[23] ГОСТ 27.003-90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.

[24] ГОСТ Р МЭК 870-4-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования.

[25] ГОСТ 2.701-2008 Единая система конструкторской документации. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению.

[26] ГОСТ 2.702-75 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем.

[27] ГОСТ 2.721-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения.

[28] ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия.

[29] ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

[30] РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.

[31] Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.007-2008 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», утвержденный распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 24.09.2008 № 114р «О вводе в действие стандарта организации ОАО «СО ЕЭС».

СТО 59012820.35.240.50.004-2011

Организация-разработчик

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»
наименование организации

Руководитель
организации-разработчика

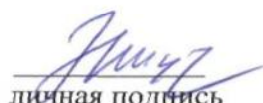
Председатель Правления
должность


личная подпись

Б.И. Аюев
инициалы, фамилия

Руководитель
разработки

Первый заместитель
Председателя Правления
должность


личная подпись

Н.Г. Шульгинов
инициалы, фамилия

Исполнитель

Заместитель директора по
информационным технологиям
должность


личная подпись

Д.В. Азерников
инициалы, фамилия

