Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗЦИИ

СТО 70238424.29.240.01.007-2013

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ (АСУ) ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2011-12-08

Издание официальное

Москва
2011

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации – ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения, с учетом общих требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению по ГОСТ 1.5-2001 и правил построения, изложения, оформления и обозначения по ГОСТ Р 1.5-2004.

СВЕДЕНИЯ О СТАНДАРТЕ

1 РАЗРАБОТАН: Открытым акционерным обществом «Научно-технический центр электроэнергетики» (ОАО «НТЦ электроэнергетики») Открытым акционерным обществом «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» (ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»)

2 ВНЕСЕН

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

Электросетевой комплекс (ЭСК) является важнейшей частью технологической инфраструктуры Единой энергетической системы России, а также национального рынка электроэнергии и мощности.

Создание современных автоматизированных систем управления ЭСК необходимо для повышения эффективности функционирования и эксплуатации ЕНЭС и РС (прежде всего в части надежности и экономичности передачи и распределения электроэнергии и мощности) за счет комплексной автоматизации процессов сбора, передачи и обработки информации, принятия и реализации управленческих решений при осуществлении функций диспетчерского и технологического управления электросетевыми объектами на базе современных информационных технологий.

Требования настоящего стандарта направлены на обеспечение решения задач оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического и производственно-технического управления электрическими сетями различных уровней иерархии системы управления электросетевым комплексом, а именно:

- электрических подстанций (ПС) классов напряжений от 6 до 750 кВ (в том числе распределительных пунктов, трансформаторных ПС);
- диспетчерских пунктов районов распределительных электрических сетей (ДП РЭС);
- диспетчерских пунктов предприятий распределительных электрических сетей (ДП ПЭС);
- центров управления сетями (ЦУС) региональных сетевых компаний (РСК);
- ЦУС филиалов федеральной сетевой компании (ФСК ЕЭС) – магистральных электрических сетей (МЭС);
- диспетчерских пунктов сетевых компаний.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ (АСУ) ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт определяет единые нормы и требования к условиям создания автоматизированных систем управления (АСУ) электрическими сетями, относящихся к автоматизированным системам управления технологическими процессами (АСУ ТП) создаваемых в электросетевом комплексе (ЭСК) и обеспечивающим (в общем случае) сбор, обработку, хранение, анализ и передачу технологической информации и ее использование с целью решения задач оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического и производственно-технического управления электросетевыми объектами на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на автоматизированные системы управления электрическими сетями вновь сооружаемые и подлежащие техническому перевооружению и реконструкции.

1.3 Объектами регулирования настоящего стандарта являются автоматизированные системы управления электрическими сетями классов напряжений от 6 до 750 кВ.

1.4 Настоящий стандарт предназначен для применения следующими субъектами:

– Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы (далее – ФСК);

– межрегиональные распределительные сетевые компании (далее - МРСК);

– региональные электросетевые компании (далее – РСК);

– научно-исследовательские, проектные и другие специализированные организации, участвующие в создании и эксплуатации систем автоматизации электросетевых объектов.

1.5 Порядок применения настоящего стандарта другими субъектами хозяйственной деятельности на территории Российской Федерации участвующими в процессах создания АСУ электрическими сетями (в качестве изготовителей и поставщиков продукции, исполнителей работ и услуг) определен в 4.17 и 4.18 ГОСТ Р 1.4.

2 Нормативные ссылки

В настоящем СТО использованы ссылки на следующие нормативные документы и стандарты:

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

Постановление Правительства РФ № 854 от 27 декабря 2004 года. «Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения

ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования

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

ГОСТ 24.701-86 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения

ГОСТ 24.702-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Эффективность автоматизированных систем управления. Основные положения

ГОСТ 24.703-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Типовые проектные решения в АСУ. Основные положения

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2005 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 103. Обобщающий стандарт по информационному интерфейсу для аппаратуры релейной защиты

ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей

ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001 Устройства и системы телемеханики. Часть 2. Условия эксплуатации. Раздел 2. Условия окружающей среды (климатические, механические и другие неэлектрические влияния)

СТО 70238424.17.220.20.005-2011 Системы связи, сбора и передачи информации в энергосистемах. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.17.220.20.007-2009 Системы и устройства диагностики состояния оборудования подстанций и ЛЭП. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.100.010-2011 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.010-2010 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.17.220.20.003-2011 Автоматизированные информационно-измерительные системы учета электроэнергии (АИИС УЭ). Условия создания. Нормы и требования

РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов. Утверждены Постановлением Госстандарта СССР от 27.12.1990 № 3380

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины и определения в соответствии ГОСТ 34.003 и СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) в электрических сетях:** Иерархическая распределенная автоматизированная система, представляющая собой совокупность специализированных, метрологически аттестованных технических и программных средств АИИС КУЭ ПС, средств сбора, передачи и обработки информации технического и коммерческого учета, позволяющих производить вычисление потерь и сальдированной величины передачи электроэнергии по электрическим сетям.

3.2 **Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) в электрических сетях:** Человеко-машинная система, создаваемая на разных уровнях электросетевого комплекса - ЭСК (ПС, РЭС, ПЭС, ЦУС) для автоматизированного управления технологическими процессами, характерными для данного уровня ЭСК.

3.3 **Автоматизированная система управления технологическими процессами подстанции (АСУ ТП ПС):** Человеко-машинная система, включающая ПТК, решающий различные задачи сбора, обработки, анализа,

визуализации, хранения, передачи технологической информации и автоматизированного управления оборудованием ПС и организационные мероприятия по контролю и оперативному управлению технологическими процессами ПС.

3.4 **Функция операционная:** Функция, связанная с участием в непосредственном управлении электроэнергетическим режимом и принятием решения о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах.

3.5 **Функция неоперационная:** функция, не связанная с непосредственным управлением электроэнергетическим режимом и принятием решения о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах.

3.6 **Система сбора и передачи информации:** В состав ССПИ входят средства сбора, обработки, подготовки, передачи телеинформации и приема сигналов (команд) телеуправления, реализованные на энергообъектах, приемно-передающие устройства, устанавливаемые в центрах управления, а также используемые для передачи данных каналы связи. На объекте, оснащенном АСУ ТП, объектные средства ССПИ являются функциональной подсистемой АСУ ТП.

3.7 **Информация телеметрическая (оперативная информация, телеинформация):** Технологическая информация передаваемая по выделенным каналам связи с использованием соответствующих протоколов и требований обмена, обусловленных временем и условиями доставки, а также ее использованием для целей оперативно-диспетчерского управления.

3.8 **Телемеханика:** Совокупность способов, средств контроля и управления объектами на расстоянии посредством передачи информации и команд управления по каналам связи между объектами и удаленными пунктами управления.

3.9 **Информация технологическая:** Оперативная (телеинформация), и неоперативная информация об электроэнергетическом режиме и состоянии электрической сети и сетевого оборудования.

3.10 **Технологическое управление в электрических сетях:** Комплекс взаимосвязанных бизнес-процессов, опирающихся на использование технологической информации и направленных на решение задач производственно-технического и оперативно-диспетчерского характера по управлению передачей, преобразованием и распределением электроэнергии в сетях.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие обозначения и сокращения:

АС - автоматизированная система;

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АРМ - автоматизированные рабочие места персонала ПЭС;

АСДТУ - автоматизированная система диспетчерско-технологического управления;

АСДУ - автоматизированная система диспетчерского управления;

АСПТУ - автоматизированная система производственно-технического управления;

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическими процессами;

АСУ ЭС - автоматизированные системы управления электрическими сетями;

ВЛ - воздушная линия;

ДП - диспетчерский пункт ;

ДЦ - диспетчерский центр ;

ДЩ - диспетчерский щит ;

ЕНЭС - Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть ;

ЕЭС - единая энергетическая система России;

ИТ - информационные технологии;

КВЛ - кабельно-воздушная линия электропередачи;

КИС - корпоративная информационная система ;

КЛ - кабельная линия электропередачи;

ЛЭП - линия электропередачи;

МРСК - Межрегиональная электросетевая компания – филиал ОАО «Холдинг МРСК»;

МЭС - магистральные электрические сети ;

НТД - нормативно-техническая документация;

ОДУ - объединенное диспетчерское управление;

ОИК - оперативно-информационный комплекс;

ОИУК - оперативный информационно-управляющий комплекс;

ОРЭ и РРЭ - соответственно оптовый и розничные рынки электроэнергии;

ПМЭС - предприятие магистральных электрических сетей;

ПА - противоаварийная автоматика;

ПНР - пусконаладочные работы;

ПП - переходной пункт;

ПС - подстанция;

ПТК - программно-технический комплекс;

ПТС - программно-технические средства;

ПЭС - предприятие электрических сетей;

РД - рабочая документация;

РДУ - региональное диспетчерское управление;

РЗА - релейная защита и автоматика;

РП - распределительный пункт;

РПБ - ремонтно-производственная база;

РС - распределительные электрические сети;

РСК - региональная электросетевая компания;

РУ - распределительное устройство;
РЭП - ремонтно-эксплуатационный пункт;
РЭС - район электрических сетей (распределительных);
СГЭ - система гарантированного электропитания;
СМР - строительно-монтажные работы;
СО - системный оператор;
ССПИ - система сбора и передачи информации;
ТГК - территориальная генерирующая компания;
ТЗ - техническое задание;
ТМ - телемеханика;
ТОиР - техническое обслуживание и ремонт;
ТОУ - технологический объект управления;
ТП - трансформаторный пункт;
ТТ - технические требования;
ФСК - федеральная сетевая компания (ОАО «ФСК ЕЭС»);
ЦППС -центральная приемо-передающая станция;
ЦУС - центр управления сетями;
ЭСК - электросетевой комплекс;
ЭСО - электросетевые объекты;
CIM - общая информационная модель (англ. Common Information Model).

5 Общие положения по автоматизации технологического управления в электросетевом комплексе (ЭСК)

5.1 Процессы технологического управления в ЭСК как объекты автоматизации

5.1.1 Технологическое управление в ЕНЭС и РС на основе постоянного получения и обработки технологической информации от контролируемых объектов ЭСК должно обеспечивать выработку и осуществление субъектами управления в зоне их ответственности организационно-технических мероприятий (в том числе управляющих воздействий) по:

- поддержанию и/или изменению технологического режима функционирования электрических сетей;
- эксплуатационному обслуживанию и ремонтам электрических сетей.

5.1.2 При автоматизации технологического управления осуществляется декомпозиция соответствующих процессов управления на комплексы решаемых задач (выполняемых функций), которые на основе использования современных средств вычислительной техники и информационных технологий обеспечивают поддержку основных видов деятельности субъектов управления по оперативно-диспетчерскому, оперативно-технологическому и производственно-техническому управлению как в ЕНЭС, так и в РС.

5.1.3 Функции оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического и производственно-технического управления подразделяют на автоматизируемые и не автоматизируемые. Отнесение задачи (функции) технологического управления к категории автоматизируемой, а также степень ее автоматизации, осуществляют на основе анализа необходимости, целесообразности и достаточности с учетом совокупности технических, технологических, организационных, экономических и социальных факторов.

5.1.4 Каждую автоматизируемую функцию (комплекс функций) технологического управления объекта электрической сети рассматривают как интегральный процесс, включающий циклическую реализацию следующих взаимосвязанных процедур:

- сбор, обработка, передача, хранение и предоставление субъектам управления, а также автоматизированным и автоматическим системам технологической информации о текущем состоянии контролируемых объектов и сети в целом;
- разработка субъектами управления вариантов управленческого решения на основании полученных данных с учетом технических и организационных норм и технологических ограничений;
- выбор варианта управленческого решения, в том числе на основе заранее разработанных критериев оптимальности (целевых функций);
- организация выполнения (или самостоятельная реализация) принятого решения субъектами управления;
- контроль выполнения действий, направленных на реализацию выбранного решения;
- сбор информации о новом состоянии объекта управления.

5.1.5 Степень автоматизации решения задач на каждой стадии цикла управления определяют:

- готовностью средств контроля технологических параметров и автоматизированного управления к надежной передаче достоверной информации в диспетчерские центры Системного Оператора и центры управления сетями в объемах, необходимых для нужд оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления электросетевым объектом соответственно;
- характеристиками системы сбора и передачи данных, которые должны обеспечивать передачу телеметрической информации в диспетчерские центры Системного Оператора и центры управления сетями по открытым протоколам передачи данных, предусмотренных ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, ГОСТ Р МЭК 60870-5-103 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-104
- уровнем обеспеченности субъектов управления современными средствами вычислительной техники;
- развитостью информационных технологий (далее – ИТ), используемых для обработки и отображения информации.

5.1.6 Решение задач автоматизации оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического и производственно-технического управления в ЭСК ЕНЭС и РС должно базироваться на использовании системы специализированных информационных моделей электрических сетей, базирующихся на общей информационной модели (CIM) в соответствии с рекомендациями международной электротехнической комиссии, а также принятой системы классификации и кодирования объектов электросетевого комплекса ЕНЭС и РС.

5.1.7 Состав объектов и субъектов управления, участвующих в процессах автоматизации на каждом уровне иерархии управления в ЭСК, определяют исходя из действующей организационно-функциональной модели технологического управления.

5.2 Общие требования к автоматизации технологического управления

5.2.1 На основе комплексной автоматизации оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического и производственно-технического управления в ЭСК необходимо обеспечить:

- повышение надежности работы электрических сетей;
- снижение затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание электрических сетей;
- снижение потерь электроэнергии при ее передаче и распределении по сетям;
- оптимизация затрат на развитие электрических сетей;
- нормированные характеристики качества электроэнергии у потребителей;
- получение всеми заинтересованными субъектами рынка электроэнергии достоверной текущей и ретроспективной технологической информации о режимах работы и состоянии электросетевых объектов, в соответствии с требованиями действующих НТД.

5.2.2 Комплексную автоматизацию процессов технологического управления в ЕНЭС и РС осуществляют путем создания на всех уровнях иерархии в ЭСК автоматизированных систем управления (АСУ), которые должны обеспечить:

- согласованность основных решений по структуре, функциям и характеристикам базовых технических и программных средств для создания АСУ на различных уровнях управления при допустимой множественности конкретных технических решений по их реализации;
- рациональную этапность создания и развития систем технологического управления, отвечающую техническим условиям и экономическим возможностям ЭСК;
- приоритетность создания систем (подсистем), решающих задачи оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления электрическими сетями в ЭСК.

5.2.3 Методология разработки АСУ электрических сетей, а также общие технические требования к системам и базовым программно-техническим комплексам, используемым для их создания, должны определяться действующими в ЕНЭС и РС концепциями автоматизации и информатизации в ЭСК, с учетом СТО 70238424.17.220.20.005-2011, СТО 70238424.17.220.20.007-2009, СТО 70238424.27.100.010-2011, СТО 70238424.27.140.010-2010 и СТО 70238424.17.220.20.003-2011.

5.2.4 На каждом уровне иерархии ЭСК в создаваемой АСУ должны быть реализованы определенные наборы операционных и неоперационных функций оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления электрическими сетями.

5.2.4.1 Типовой состав комплексов функциональных задач, связанных с выполнением операционных функций на каждом уровне иерархии в ЭСК должен включать следующие наборы задач:

- мониторинг (контроль) и регистрация текущих значений параметров режима, топологии схемы, состояния оборудования электрических сетей, технологических событий;
- сбор, обработка и представление технологической информации о контролируемых объектах сети оперативно-диспетчерскому персоналу с помощью различных средств отображения данных;
- хранение информации, организация соответствующих баз данных и информационных хранилищ;
- передача определенного объема оперативной информации (телеинформации) на вышестоящие уровни иерархии управления, а также в смежные системы управления;
- анализ параметров режима, топологии сети и состояния оборудования, осуществляемый в темпе процесса (on-line);
- управление производством оперативных переключений в сети, включая дистанционное и телеуправление оборудованием ПС (в общем случае: коммутационными аппаратами, устройствами РПН трансформаторов и автотрансформаторов, параметрами настройки срабатывания микропроцессорных устройств РЗА).

5.2.4.2 На уровнях предприятий электрических сетей (ПЭС) и центров управления сетями (ЦУС) реализуется, как правило, следующий типовой набор функциональных задач, связанных с выполнением неоперационных функций (процедур информационно-аналитической деятельности персонала):

- расчеты потерь электроэнергии в сетях с целью анализа и разработки мероприятий по их минимизации;
- расчеты пропускной способности электрических сетей с целью выявление «узких сечений» и анализа возможностей повышения пропускной способности сетей;
- расчеты баланса электроэнергии по сетям и прогнозирования нагрузок;
- расчеты, связанные с анализом текущих и ретроспективных режимов работы сети по реактивной мощности и напряжению;

- расчеты токов короткого замыкания;
- расчеты параметров настройки срабатывания устройств РЗА и ПА;
- анализ данных контроля качества электрической энергии с целью разработки мероприятий по обеспечению требуемых показателей качества электроэнергии и др.

5.2.4.3 На уровнях ПЭС и ЦУС реализуются также комплексы функциональных задач, связанных с выполнением неоперационных функций производственно-технического управления ЭСК, с целью поддержки деятельности служб сетевых компаний, типовой состав которых включает следующие комплексы задач:

- анализ состояния основного электрооборудования;
- планирование ремонтов оборудования сети;
- перспективное планирование развития сети;
- формирование и ведение заявок на проведение работ по ремонту и эксплуатационному обслуживанию электрических сетей; контроль выполнения работ;
- ретроспективный анализ данных регистрации аномальных (в том числе аварийных) событий и процессов и др.

При выполнении неоперационных функций планирования ремонтов электросетевого оборудования, а также формирования и ведения заявок на проведение работ по ремонту и эксплуатационному обслуживанию электрических сетей, должна предусматриваться передача соответствующей технологической информации в программно-аппаратные комплексы (ПАК) СО, поэтому ПАК СО и ПАК, устанавливаемые в ПЭС и ЦУС, должны быть согласованы по интерфейсам и способам обмена указанной информацией.

5.2.4.4 Конкретные требования по выбору состава функциональных задач, связанных с выполнением операционных и неоперационных функций оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического и производственно-технического управления на каждом уровне иерархии ЭСК должны регламентироваться самостоятельными корпоративными нормативно-техническими документами соответствующих сетевых компаний.

6 Назначение и классификация автоматизированные системы управления технологическими процессами в электросетевом комплексе

6.1 Автоматизированные системы управления, создаваемые в ЭСК, в соответствии с требованиями ГОСТ 24.104, ГОСТ 24.703, ГОСТ 34.601 и ГОСТ 24.702 предназначены обеспечивать соответствующей сетевой компании повышение эффективности бизнес – процессов, в части:

- выполнения в полном объеме договорных обязательств перед субъектами рынка электроэнергии (мощности) при обеспечении стандартных показателей качества электроэнергии в точках поставки;

- обеспечения оптимальных плановых режимов функционирования электрической сети с соблюдением технических норм и заданных технологических ограничений;

- недопущения технологических нарушений режима работы контролируемых объектов и устранение их в минимально возможные сроки при возникновении;

- организации процессов оперативного управления, эксплуатации и технического обслуживания электросетевых объектов с соблюдением установленных технических и технологических правил, норм и регламентов;

- планирования и осуществления развития подведомственных электрических сетей с учетом достижений мировой и отечественной науки техники и технологий.

6.2 АСУ создают на разных уровнях иерархии управления в электросетевом комплексе, а именно:

- на ПС различных классов напряжений от 6 до 750 кВ (в том числе распределительных пунктах, трансформаторных подстанциях);

- в диспетчерских пунктах района распределительных электрических сетей (ДП РЭС);

- в диспетчерских пунктах предприятий распределительных электрических сетей (ДП ПЭС);

- в центрах управления сетями (ЦУС) региональных сетевых компаний (РСК);

- в ЦУС из состава федеральной сетевой компании (в магистральных электрических сетях (МЭС)).

6.3 При создании АСУ на уровнях ДП ПЭС и ЦУС сетевых компаний в их иерархической структуре необходимо учитывать региональные узлы связи (РУС). Телеинформация с объектов ЭСК должна передаваться напрямую в диспетчерские центры СО через РУС в требуемом объеме без промежуточной обработки в ЦППС или в ОИК.

6.4 Классы и виды АСУ ТП, создаваемых на каждом из перечисленных уровней иерархии управления в ЭСК, определяются спецификой контролируемых и управляемых технологических процессов, характерных для данного уровня, и соответствующим этой специфике набором функций, который должен выполняться персоналом электросетевых объектов и/или организаций и для автоматизации которого предназначена создаваемая система управления.

6.5 Уровень подстанций

6.5.1 На ПС ЕНЭС с классами высшего напряжения от 330 до 750 кВ АСУ ТП создают:

- при строительстве ПС,

- при комплексном техническом перевооружении и реконструкции ПС,

- при комплексной реконструкции распределительного устройства (РУ) одного уровня напряжения (например, при строительстве новой ЛЭП) на ПС,

- в рамках программ повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС действующих ПС.

Во всех этих случаях создаваемые полномасштабные АСУ ТП (п.5.4.1) предназначены для решения ряда задач оперативного контроля и управления, регистрации и анализа нормальных и аварийных событий и процессов, мониторинга состояния оборудования и т.д., а также должны обеспечивать передачу технологической информации (оперативной и неоперативной) в центры управления электрическими сетями и энергосистемами.

6.5.2 На строящихся и комплексно-реконструируемых подстанциях ЭС 220 кВ (и отдельных ПС 110, 35 кВ) ЕНЭС, как правило, создают АСУ ТП, реализующие определенный набор функций контроля и автоматизированного управления оборудованием электрической сети, определяемый назначением ПС в ЭСК (магистральная, питающе-распределительная, распределительная) техническим и технико-экономическим обоснованием создания АСУ ТП.

6.5.3 На существующих и частично реконструируемых ПС ЭС класса напряжения 220 кВ (и отдельных ПС 110 и/или 35 кВ) ЕНЭС, полномасштабную АСУ ТП, как правило, не создают. В данном случае целесообразно осуществить модернизацию и расширение (при необходимости) объектных систем сбора и передачи информации – ССПИ, обеспечивающих диспетчерские центры и ЦУС необходимым объемом оперативной информации о режиме и состоянии оборудования и систем ПС и сети, а также о различных технологических событиях.

ССПИ на таких объектах целесообразно дополнять автономными или интегрируемыми подсистемами:

- АИИС КУЭ;
- регистрации аварийных процессов и событий (РАС);
- мониторинга состояния первичного оборудования.

Доступ к информационным ресурсам данных подсистем целесообразно обеспечивать через АРМ персонала, устанавливаемых на ПС, или с помощью удаленного доступа с АРМ, размещаемого в производственных подразделениях РЭС, ПЭС, ЦУС.

6.5.4 На строящихся и реконструируемых ПС РС всех классов напряжений создают (модернизируют) объектные средства ССПИ, обеспечивающие сбор и передачу определенного объема телеинформации в соответствующие РЭС, ПЭС, ЦУС РСК (по принадлежности).

На действующих ПС РС, как правило, выполняют модернизацию объектных средств ССПИ в соответствии с требованиями, определяющими объемы информации, передаваемые с объектов на верхний уровень управления.

6.6 Уровень РЭС

6.6.1 В районах электрических сетей (РЭС) – обособленных структурных подразделениях предприятий электрических сетей (ПЭС), входящих в состав РСК, как правило, создаются двух уровневые АСУ ТП. Объектами оперативно-технологического контроля и управления ЭС в РЭС

является оборудование электроустановок напряжением от 6 кВ и выше (в том числе ПС, РУ, переключательных, трансформаторных пунктов) эксплуатируемых без постоянного присутствия на них оперативного персонала.

Для ПТК АСУ ТП РЭС целесообразно использовать следующую архитектуру:

- на нижнем уровне - на подстанциях (РП, ПП, ТП) реализуются ПТК объектных ССПИ, обеспечивающие сбор и передачу телеинформации в ДП РЭС, а также реализацию управляющих команд с ДП РЭС;
- на верхнем уровне - в ДП РЭС, размещаемом, как правило, на ремонтно-производственной базе (РПБ), либо в ремонтно-эксплуатационном пункте (РЭП), либо при одной из районных подстанций 35-110 кВ, - реализуются подсистемы АСУ ТП, осуществляющие прием, обработку полученной по каналам телемеханики телеинформации и отображение данных на АРМ оперативного персонала, щите управления и обеспечивающие возможность (по требованию заказчика) телеуправления коммутационными аппаратами подчиненных объектов.

6.7 Уровень предприятий электрических сетей

6.7.1 В технологические процессы предприятий ЭС (ПЭС) включают эксплуатационное обслуживание, оперативно-технологическое управление ПС разных классов напряжения, начиная от 35 кВ и выше.

Для предприятий, в операционную зону которых входят объекты, находящиеся в диспетчерском управлении (ведении) ДЦ СО, кроме указанных выше, еще и оперативно-диспетчерское управление соответствующими объектами. Для всех указанных предприятий создают АСУ, на основе иерархически автоматизированных систем диспетчерско-технологического управления (АСДТУ).

6.7.2 АСДТУ ПЭС и ПМЭС строят как систему с иерархической архитектурой, включающей (в общем случае):

- на подстанциях – ПТК объектных ССПИ, обеспечивающих сбор и передачу телеинформации в ДП ПЭС, а на некоторых подстанциях (см. п. 6.4) – АСУ ТП (в составе которых обязательно включают подсистемы, обеспечивающие выполнение всех функций ССПИ), являющихся системами нижнего уровня;
- на верхнем уровне (в ДП ПЭС) – следующие подсистемы АСДТУ:

а) ССПИ верхнего уровня (прием-передача телеметрической информации, реализуемой на базе центральной приемо-передающей станции – ЦППС телемеханики);

б) оперативно-информационный – ОИК или оперативный информационно-управляющий комплекс – ОИУК (обеспечивающий возможность реализации, включая функций телеуправления оборудованием контролируемых объектов энергетики);

в) автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала ПЭС;

г) система отображения и управления диспетчерским щитом (ДЩ);

д) комплексы различных технологических задач (используемые в случае необходимости).

6.7.3 В случае вхождения в организационную структуру ПЭС групп объектов ЭС классов напряжения от 6 кВ и выше, объединенных в отдельные районы ЭС – РЭС, для которых создают АСУ ТП РЭС (см. 6.6.1), АСУ ТП РЭС включают в иерархическую структуру АСДТУ ПЭС в качестве подсистем нижнего уровня – источников телеинформации о режиме и состоянии ЭС.

6.7.4 В общем случае средствами ОИК или ОИУК, устанавливаемых в ДП ПЭС, реализуют следующие функциональные подсистемы АСДТУ:

- подсистемы, обеспечивающие участие ДП ПЭС в оперативно-диспетчерском и оперативно-технологическом управлении процессами функционирования электрических сетей;
- подсистемы диспетчерско-технологического управления процессами эксплуатации и ремонтов электрических сетей.

6.8 Уровень центров управления сетями (ЦУС, ДП сетевых компаний)

6.8.1 Для ЦУС, создаваемых в ФСК ЕЭС (ЦУС ФСК) и в региональных сетевых компаниях (ЦУС РСК), как и для предприятий ЭС (см. п. 6.6), характерны технологические процессы, для управления которыми создают АСУ ТП, относимые к классу автоматизированных систем диспетчерско-технологического управления – АСДТУ электрическими сетями.

6.8.2 АСДТУ электрическими сетями, относящимися к зоне обслуживания и операционной зоне ЦУС, создают как систему с иерархической архитектурой, включающей в качестве подсистем следующие системы:

6.8.2.1 На ПС ЕНЭС и РС, входящих в зоны ЦУС ФСК и ЦУС РСК, создают АСУ ТП или объектные ССПИ, описанные в п. 6.4 и являющиеся системами (подсистемами) нижнего уровня АСДТУ, обеспечивающие сбор и передачу в ЦУС технологической информации необходимого объема, а также прием и выполнение переданных из ЦУС (и/или ДЦ) команд непосредственного телеуправления оборудованием ПС (в согласованных объемах).

6.8.2.2 В самих ЦУС реализуют следующие подсистемы АСДТУ:

- подсистемы, обеспечивающие участие ЦУС в оперативно-диспетчерском и оперативно-технологическом управлении процессами функционирования электрических сетей, в том числе:

а) подсистемы оперативного контроля и отображения режимов и состояния схемы и оборудования основной электрической сети;

б) подсистемы управления оперативными переключениями в электрических сетях (включая телеуправление оборудованием ПС из ЦУС);

в) подсистемы информационно-технологической поддержки диспетчерского персонала ЦУС, обеспечивающие возможность доступа к информации, включая событийную и обобщенную информацию, данные от

подсистем регистрации аварийных событий и процессов в составе АСУ ТП подстанций;

г) подсистема диспетчерского тренажера для подготовки и обучения оперативно-диспетчерского персонала ЦУС и ПС;

- подсистемы диспетчерско-технологического управления процессами ремонтов и эксплуатационного обслуживания электрических сетей, в том числе:

а) подсистемы контроля состояния оборудования электрических сетей и диспетчерского ведения заявок на работы по ремонту и эксплуатационному обслуживанию сетей;

б) подсистемы контроля допуска бригад к выполнению работ на сетевом оборудовании и количества работающих бригад; диспетчеризации планируемых и выполняемых работ по ремонту и эксплуатационному обслуживанию оборудования электрических сетей;

- подсистемы поддержки информационно-аналитической деятельности персонала ЦУС и других подразделений сетевой компании, обеспечивающие поддержку выполнения неоперационных функций (расчеты потерь электроэнергии в сетях, оценка загрузки оборудования и линий с целью выявление «узких сечений» и анализа возможностей повышения пропускной способности сетей).

6.9 В состав подсистем АСДТУ, реализуемых на уровнях предприятий электрических сетей и центров управления сетями, включают следующие подсистемы:

6.9.1 Подсистемы обмена технологической информацией с автоматизированной системой (АС) СО - с программно-техническими средствами АСДУ подразделений Системного оператора, в соответствии с оперативным и диспетчерским управлением и ведением объектами сети. Подсистемы должны обеспечивать:

- взаимный обмен оперативно-диспетчерской информацией о текущих режимных параметрах, состоянии схемы сети и оборудования;

- передачу в АС СО данных регистрации аварийных событий и процессов, в том числе данных осциллографирования;

- передачу в АС СО производственно-технической информации (оперативные сводки о состоянии оборудования энергосистемы; передача и согласование заявок на проведение работ по ремонтам, техническому обслуживанию и реконструкции оборудования электрических сетей; данные о текущем состоянии сетевых объектов и ход выполнения работ по заявкам);

- передачу в АС СО с необходимой периодичностью актуализированных расчетных схем для осуществления функций расчета диспетчерского графика.

6.9.2 Подсистемы информационного обмена с ДП вышестоящих уровней сетевой компании, для решения задач АСДТУ соответствующего уровня должны обеспечивать передачу (доступ к):

- технологической информации о режимах и состоянии электрических сетей и отдельных объектов;
- технологической информации о режимах и состоянии электрических сетей смежных энергосистем и энергообъединений, а также параллельно работающих энергосистем сопредельных государств;
- данных регистрации аварийных событий и процессов, в том числе осциллографирования;
- данных контроля (мониторинга) состояния оборудования сетевых объектов;
- технологической информации о ходе выполнения эксплуатационных и ремонтных работ;
- информации, связанной с событиями (наступившими или прогнозируемыми), представляющими угрозу электрическим сетям: смерчи, ураганы, террористические акты и т.п.

6.9.3 Подсистема информационного обмена с автоматизированной системой производственно-технического управления (АСПТУ), обеспечивающей поддержку соответствующих видов деятельности служб сетевой компании.

6.9.4 Подсистемы информационного обмена с корпоративными информационными системами управления бизнес-процессами сетевых компаний (КИС, КИСУ).

6.10 В составе и АСУ ТП ПС, и подсистем АСДТУ уровней ПЭС, ЦУС должны входить программно-технические средства (подсистемы), обеспечивающие информационное взаимодействие (в том числе интеграцию) с самостоятельными смежными информационно-технологическими системами:

- релейной защиты и автоматики (РЗА);
- АИИС КУЭ;
- автоматическими системами регулирования и противоаварийного управления.

7 Требования к процессам создания АСУ в электросетевом комплексе

7.1 Состав работ по созданию АСУ в ЭСК

7.1.1 Процессы создания АСУ представляют собой совокупность взаимосвязанных, упорядоченных во времени, объединенных в этапы (стадии) работ, для каждой из которых должны быть четко определены и разграничены функции Заказчика и Исполнителя.

7.1.2 Этапы (стадии) создания АСУ различают в зависимости от вида, сложности и назначения системы. В общем случае различают следующие этапы (стадии):

- разработка требований к АСУ и технического задания на создание или реконструкцию системы;
- проектирование системы, включая предпроектное обследование;

- разработка конкурсной документации и проведение тендерных процедур на право выполнения комплекса работ по реализации проекта, заканчивающихся подготовкой и заключением контракта с победителем конкурса;

- рабочее проектирование системы – разработка рабочей документации (рабочее проектирование системы и все последующие перечисленные ниже работы могут выполняться только после определения победителя конкурса);

- заказ, изготовление и поставка программно-технических средств и их комплексов для всех компонентов системы и их комплексирование;

- поставка ПТК на ПС, проведение монтажных и пусконаладочных работ;

- обучение представителей заказчика: оперативного и обслуживающего персонала ПС и персонала технологических служб – пользователей АСУ ТП;

- проведение различных испытаний и ввод системы в опытную эксплуатацию;

- опытная эксплуатация и сопровождение системы со стороны разработчиков;

- ввод системы в эксплуатацию;

- гарантийное, послегарантийное и сервисное обслуживание системы в процессе эксплуатации.

7.1.3 При реконструкции существующей АСУ последовательность этапов работ, в первую очередь, определяется необходимостью обеспечить возможность совместного функционирования старых и новых компонентов системы на каждом этапе реконструкции.

7.2 Разработка требований к АСУ и технического задания на создание или реконструкцию системы

7.2.1 Разработка требований к АСУ в общем случае включает следующие основные работы:

- обследование объекта и обоснование необходимости создания АСУ (обследование объекта управления может также осуществляться и на стадии разработки проекта АСУ);

- разработка концепции АСУ, включая проведение необходимых научно-исследовательских работ – при необходимости (разрабатывается, как правило, для впервые создаваемых видов АСУ);

- разработка требований пользователя к АСУ;

- разработка и утверждение технического задания (ТЗ) на создание или реконструкцию АСУ.

7.2.2 При создании (реконструкции) АСУ в рамках работ по новому строительству или техническому перевооружению и реконструкции (комплексному или частичному) электросетевых объектов ТЗ на создание или реконструкцию АСУ может не разрабатываться как отдельное ТЗ; в этом случае оно разрабатывается и утверждается в составе технического задания по титулу в целом.

7.2.3 При создании (реконструкции) АСУ как самостоятельных работ на одном или нескольких электросетевых объектах разрабатывается и утверждается ТЗ на создание или реконструкцию АСУ.

7.2.4 Если создание АСУ осуществляется с использованием конкурсных процедур на право выполнения комплекса работ по реализации проекта системы, то роль детализированного технического задания на систему может играть также проект АСУ и разработанная на его основе конкурсная документация.

7.3 Разработка проекта (технико-экономического обоснования) или утверждаемой части рабочего проекта АСУ

7.3.1 Разработка проекта основных технических решений по создаваемой системе включает разработку:

- документации функциональной части проекта;
- проектных решений, необходимых и достаточных для выпуска на стадии «Рабочая документация» эксплуатационной документации на систему в целом;
- сметной документации.

7.3.2 Основные исходные данные, необходимые для проектирования:

- данные об объекте управления (например, для АСУ ТП ПС: главная схема электрическая; схемы оборудования постоянного тока и собственных нужд; данные об основном и вспомогательном оборудовании ПС, основные решения по информационно-технологическим и управляющим системам, интегрируемым в составе АСУ ТП ПС);
- специальные требования Заказчика – при необходимости.

7.3.3 Специфика разработки проекта АСУ ТП ЭНЕРГООБЪЕКТА в современных условиях заключается в том, что конкретный состав и типы программно-технических средств каждой из подсистем и системы в целом выбираются на конкурсной основе после выпуска и утверждения проекта. Поэтому проект должен включать:

- максимально возможную детализацию технических требований к системе в целом и ее компонентам;
- разработку основных технических решений по:
  а) архитектуре и составу ПТК;
  б) информационному обеспечению (предварительной номенклатуры и оценки количества сигналов, решений по формам представления информации и т.п.) и др. видам обеспечения – в объеме, достаточном для выпуска конкурсной документации;
- предварительную спецификацию поставляемых ПТК в объеме, необходимом для определения сметной стоимости реализации проекта АСУ;
- сметную документацию, содержащую оценку стоимости поставки оборудования и всех необходимых работ по внедрению АСУ (разработке рабочей документации - РД, строительно-монтажных работ - СМР, пусконаладочных работ - ПНР);

- требования к смежным частям общего проекта строительства/реконструкции объекта (если АСУ создается в рамках реализации общего проекта), в том числе требования к:

а) основному оборудованию объекта управления (в случае необходимости);

б) размещению оборудования АСУ;

в) связи,

г) электропитанию,

д) инженерным системам и др.

7.3.4 В общем случае при разработке проекта (утверждаемой части рабочего проекта) АСУ выполняют следующие основные работы, завершающиеся разработкой проектно-сметной документации:

- определение (уточнение, детализация) целей создания (реконструкции) системы;

- определение и анализ технологического объекта управления (ТОУ) и смежных информационно-технологических и управляющих систем объекта;

- для существующих объектов – предпроектное обследование основного и вспомогательного оборудования ПС, особенностей его функционирования с учетом работы оперативного и эксплуатационного персонала и существующей АСУ;

- определение состава выполняемых системой функций и формирование функциональной структуры АСУ;

- определение перечней информации, участвующей в информационном обмене объекта с соответствующими подразделениями ОАО «СО ЕЭС» (РДУ, ОДУ) и вышестоящими уровнями иерархии управления сетями ФСК и РСК;

- определение состава основных компонентов (в том числе, функционально-технологических подсистем); формирование функционально-технологической структуры АСУ (при реконструкции - с учетом компонентов структуры существующей системы контроля и управления);

- определение требований по функциональности и техническим характеристикам программно-технических средств и их комплексов для реализации всех компонентов системы;

- разработка технических решений по всем видам обеспечения АСУ;

- определение состава и объема работ по реализации проекта с учетом специфики объекта.

7.4 Разработка конкурсной документации и проведение тендерных процедур на право выполнения комплекса работ по реализации проекта

7.4.1 Конкретный состав и типы программно-технических средств каждой из подсистем и системы в целом выбираются на конкурсной основе после выпуска и утверждения проекта и конкурсной документации.

Предметом конкурса может быть разный объем поставки оборудования и выполняемых работ (услуг), от выбора и поставки технических и

программных средств АСУ, до выполнения полного комплекса работ по вводу в эксплуатацию АСУ «под ключ».

Данный этап заканчивается подготовкой и заключением контракта с победителем конкурса.

7.4.2 В случае, если заказчик принимает решение о создании АСУ без использования тендерных процедур, то выбор конкретных типов технических и программных средств АСУ осуществляется в составе проекта АСУ (или утверждаемой части рабочего проекта).

7.5 Разработка рабочей документации (РД)

7.5.1 Целью работ, выполняемых на стадии, является выпуск рабочей документации на создаваемую систему. Работы этой стадии завершаются выпуском комплекта документации, достаточной для приобретения, монтажа и наладки комплекса программно-технических средств подсистем и системы в целом.

7.5.2 Основанием для проведения работ стадии «РД» является наличие утвержденных: проекта АСУ и проекта строительства / реконструкции объекта в целом (если АСУ создается в рамках общего проекта строительства или реконструкции объекта управления).

7.5.3 Исходными данными для разработки рабочей документации АСУ являются:

- проект АСУ и протокол его утверждения с указаниями об изменениях и дополнениях (если при утверждении проекта установлена необходимость их внесения);
- техническая часть предложения победителя проведенного тендера (в случае его проведения);
- дополнительные исходные данные заказчика, необходимые для рабочего проектирования;
- изменения и дополнения (если при утверждении проекта и/или результатов конкурса установлена необходимость их внесения). При этом разрабатывается и согласуется с заказчиком ТЗ на АСУ, отражающее все принятые при утверждении проекта и/или результатов конкурса изменения и дополнения.

Указанное ТЗ в совокупности с технической частью оферты победителя конкурса составляют документацию, в соответствии с которой должны осуществляться испытания системы и ее отдельных компонентов, приемка результатов работ и ввод АСУ в опытную и промышленную эксплуатацию.

7.5.4 На стадии разработки рабочей документации разрабатывают:

- и согласуют принципиальные схемы подсистем АСУ;
- заказные спецификации компонентов ПТК и передают их Заказчику стадии РД для передачи Поставщику;
- детальные задания на изготовление шкафов и другой аппаратуры длительного изготовления, кабельные журналы и другие компоненты РД, включая задания на параметрирование ПТК подсистем АСУ;
- программу обучения персонала Заказчика;

- эксплуатационную документацию АСУ.

7.6 Поставка оборудования (компонентов) АСУ

7.6.1 На этом этапе осуществляют:

- изготовление компонентов ПТК подсистем АСУ;
- параметрирование (настройка на конкретный объект управления) терминалов нижнего уровня АСУ;
- нестандартное программирование (при необходимости);
- параметрирование устройств среднего и верхнего уровней АСУ.

7.6.2 Этап завершается испытаниями на заводе-изготовителе (в случае необходимости), поставкой оборудования на объект управления и передачей ПТК «в монтаж».

7.6.3 Программно-технические средства, используемые для создания АСУ должны быть сертифицированы в соответствии с требованиями систем общегосударственной и/или отраслевой, ведомственной сертификации.

7.7 Строительно-монтажные работы (СМР)

7.7.1 На объекте осуществляются строительно-монтажные работы (СМР), включая работы по подготовке технологического объекта управления (ТОУ), демонтажу устаревшего оборудования (при модернизации АСУ) и монтажу вновь устанавливаемых компонентов комплекса ПТС системы – в соответствии с согласованным с заказчиком планом-графиком работ, – в том числе:

- монтаж шкафов (включая заводку кабелей, монтаж заземления шкафа);
- установка немонтируемого оборудования (АРМ ОП, АРМ РЗА, АРМ АСУ);
- прокладка контрольных и цифровых кабелей, их разделка и оконцевание (включая оптические кабели);
- монтаж отдельно устанавливаемого оборудования, включая:

а) антенны и приемники GPS;

б) дополнительные датчики и устройства вторичной коммутации, устанавливаемые на электрооборудовании;

в) оптические кросс-панели;

г) замену датчиков и блок-контактов (на реконструируемых ПС) и т.п.

7.7.2 При проведении СМР должен осуществляться шеф-монтаж ПТК АСУ - в общем случае представителями поставщика, генподрядчика, изготовителя, проектанта. Авторский надзор за монтажом осуществляет проектная организация.

7.8 Пусконаладочные работы (ПНР)

7.8.1 На объекте проводятся пусконаладочные работы, в процессе которых осуществляется проверка правильности настройки всех устройств ПТК АСУ на заданные условия данного проекта (при их параметрировании)

и, при необходимости, корректировка, а также проверка и наладка всех коммуникаций между компонентами ПТК (включая связи с интегрируемыми подсистемами и устройствами).

7.8.2 В ходе ПНР осуществляется:

- проверка изоляции, прозвонка контрольных кабелей их маркировка и подключение (при необходимости);
- проверка целостности монтажа в шкафах, соответствия проектной документации (включая проверку соответствия заказным спецификациям терминалов);
- проверка изоляции шкафов, проверка характеристик реле в шкафах, пробная подача питания на шкафы, проверка исправности терминалов;
- загрузка технологического программного обеспечения, отпараметрированного на основе задания проектной организации и поставленного на энебргообъект в составе ПТК, его проверка и – при необходимости - доработка;
- адаптация технологического программного обеспечения к возможным изменениям проекта и пожеланиям заказчика;
- сборка и конфигурирование цифровых сетей;
- наладка системы единого времени;
- проверка прохождения сигналов и команд управления (в том числе для интегрируемых подсистем и смежных систем);
- автономные испытания компонентов ПТК АСУ ТП, комплексное опробование;
- постановка под напряжение и ввод в работу по диспетчерской программе;
- оформление наладочной документации (протоколов, исполнительных схем, скорректированных листов параметрирования, структурных схем и т.д.).

7.8.3 Пусконаладочные работы завершаются комплексными испытаниями системы в целом (в соответствии с разрабатываемым документом «Программа и методика испытаний»).

7.9 Испытания ПТК АСУ

7.9.1 Конкретные виды проводимых испытаний АСУ в целом и отдельных компонентов, их состав, требования к проведению, условия и место (завод-изготовитель ПТС, полигон поставщика, объект поставки) организации испытаний, комплектность ПТК и документация на него, представляемых к испытаниям, используемые методики и т.п. должны определяться документом «Программа и методика испытаний» (ПМИ), разрабатываемым при проведении пусконаладочных работ и утверждаемым заказчиком.

7.9.2 По результатам испытаний составляется протокол испытаний, в котором должны быть приведены:

- заключение (акт) комиссии, устанавливающее (в зависимости от вида и назначения испытаний): соответствие параметров, функций и ПТК в целом

техническим требованиям и проектной документации; возможность предъявления на приемочные испытания; возможность ввода в эксплуатацию;

- перечень необходимых доработок (при необходимости) и рекомендуемые сроки их выполнения.
- протоколы ранее проведенных испытаний (в случае необходимости).

7.10 Приемка оборудования АСУ в опытную эксплуатацию. Опытная эксплуатация

7.10.1 В процессе подготовки АСУ к вводу в опытную эксплуатацию должно осуществляться обучение персонала объекта.

7.10.2 Продолжительность опытной эксплуатации должна определяться с учетом сроков, необходимых для проверки правильности функционирования ПТК АСУ при выполнении каждой автоматизированной функции, готовности персонала к участию в выполнении всех автоматизированных функций и других организационных и технических факторов и составлять от шести до девяти месяцев.

7.10.3 Во время опытной эксплуатации ведется рабочий журнал, в который заносят сведения:

- о продолжительности функционирования;
- о результатах наблюдения за правильностью функционирования ПТК в целом, его компонентов (функций);
- об отказах, сбоях, аварийных ситуациях;
- об изменениях параметров объекта управления и проводимых корректировках документации.

7.10.4 По результатам опытной эксплуатации должен быть составлен акт о завершении опытной эксплуатации и допуске подсистемы к приемочным испытаниям для ввода в промышленную эксплуатацию.

7.11 Приемочные испытания. Ввод АСУ в промышленную эксплуатацию

7.11.1 Приемочные испытания ПТК АСУ должны проводиться для определения его соответствия установленным требованиям и возможности ввода в промышленную эксплуатацию.

7.11.2 Приемочным испытаниям АСУ должна предшествовать ее опытная эксплуатация на объекте энергетики.

7.11.3 Приемочные испытания проводят в соответствии с «Программой и методикой испытаний» (ПМИ), разработанной при проведении пусконаладочных работ и утвержденной Заказчиком. Для проведения приемочных испытаний допускается использовать ПМИ, разработанную для предварительных испытаний.

7.11.4 Приемочные испытания подсистем проводятся соответствующими приемочными комиссиями. Приемочная комиссия образуется приказом Заказчика. Председателем приемочной комиссии

назначается представитель Заказчика. В состав приемочной комиссии обязательно включают представителей проектировщика ПТК.

7.11.5 Перед предъявлением ПТК на приемочные испытания сам ПТК и его документация должны быть доработаны по замечаниям протокола предварительных испытаний и акта о завершении опытной эксплуатации.

7.11.6 На приемочные испытания должен быть предъявлен ПТК в следующем составе:

- технические средства, установленные и включенные в работу в соответствии с проектной документацией;
- базовое и прикладное программное обеспечение;
- технические требования на создание (модернизацию) АСУ в совокупности с соответствующей частью конкурсной документации;
- проектная и исполнительная документация;
- эксплуатационная и техническая документация на ПТК и его компоненты;
- протоколы предварительных испытаний и акты ввода в опытную эксплуатацию;
- журнал и акт завершения опытной эксплуатации;
- программа и методика приемочных испытаний (допускается использовать ПМИ предварительных испытаний);
- утвержденное заказчиком техническое задание на АСУ ТП, разработанное и согласованное на этапе разработки рабочей документации (см. 7.5.3).

7.11.7 По решению комиссии проводятся выборочные испытания функций по представленной ПМИ предварительных испытаний.

7.11.8 По результатам приемочных испытаний комиссия составляет протокол испытаний и акт ввода АСУ в промышленную эксплуатацию (или заключение о невозможности приемки с перечнем необходимых доработок и рекомендуемыми сроками их устранения).

7.12 Ввод АСУ в эксплуатацию

7.12.1 Ввод систем АСУ в эксплуатацию должен производиться согласно требованиям ГОСТ 24.208 и ГОСТ 34.603.

7.12.2 Ввод в эксплуатацию осуществляют после проведения всех испытаний и оформления акта о приемке системы АСУ в промышленную эксплуатацию.

К акту о приемке системы АСУ в промышленную эксплуатацию должны быть приложены программа и протоколы испытаний, протоколы заседания комиссии, акты о приемке в промышленную эксплуатацию ранее принятых частей системы, перечень используемых технических средств и другие документы по усмотрению комиссии.

7.12.3 Датой ввода АСУ в промышленную эксплуатацию считается дата подписания приемочной комиссией соответствующего акта. Акт ввода АСУ в промышленную эксплуатацию утверждается Заказчиком.

7.12.4 При вводе в эксплуатацию должны быть заключены договоры на гарантийное и послегарантийное обслуживание.

7.13 Гарантийное обслуживание

В период гарантийного обслуживания Поставщик, при необходимости, выполняет:

- устранение недостатков, выявленных при эксплуатации ПТК в течение установленных гарантийных сроков;
- необходимые изменения в рабочую и эксплуатационную документацию ПТК.

7.14 Послегарантийное обслуживание

Послегарантийное обслуживание проводится по отдельному договору. На этапе послегарантийного обслуживания могут осуществляться работы по:

- по устранению недостатков, замене и ремонту дефектных компонентов ПТК;
- анализу выполнения функций АСУП;
- повышению стабильности эксплуатационных характеристик ПТК;
- расширению функциональных возможностей системы.

УДК 681.51

Ключевые слова: АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКЕ СЕТИ; АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ (АСУ ТП); АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Организация – разработчик:

Открытое акционерное общество «Научно-технический центр электроэнергетики» (ОАО «НТЦ электроэнергетики»)

Генеральный директор

ОАО «НТЦ электроэнергетики» В.В. Корнеев

Разработчики

Попов С.Г., Скрипко О.А (ОАО «НТЦ электроэнергетики»)

Фридман Л.И. (ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»).

gost.e-ecolog.ru