ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1242 от 20.06.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети (далее - АИИС КУЭ ЕНЭС) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ЕНЭС представляет собой территориально распределенную многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ ЕНЭС обеспечивает:

- прием информации о результатах измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии, выполненных с учетом возможных потерь, от автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) утвержденного типа, зарегистрированных в реестре средств измерений (СИ) Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ), получаемой в XML формате макета 80020;
- синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ ЕНЭС с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU).

Другие задачи, реализуемые в АИИС КУЭ ЕНЭС:

- расчет балансов электрической энергии и определение фактических потерь в ЕНЭС в целом и с разбивкой по ПАО «ФСК ЕЭС» и МСК, а также по любым выделенным фрагментам сети (сечениям учета);
- хранение информации по заданным критериям (первичной информации, рассчитанной, замещенной и т.д.).
- расчет баланса электроэнергии, определение фактических потерь по 1 ценовой, 2 ценовой и неценовым зонам, по ЕНЭС в целом, а также по иным фрагментам сети;
- контроль за формированием балансов на нижестоящих уровнях, в т.ч. по заданным критериям;
- формирование актов учета перетоков и интегральных актов электроэнергии (направляемых в ОАО «АТС») по сечениям между ПАО «ФСК ЕЭС» и всеми участниками оптового рынка, в том числе по межгосударственным линиям электропередач (МГЛЭП), в соответствии с заключаемыми Соглашениями об информационном обмене;
- формирование утвержденного набора Отчетных форм в соответствии с договорами оказания услуг по передаче;
- формирование актов учета перетоков в XML формате макетов 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах;
- организация информационного взаимодействия между подразделениями Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС» и подразделениями Магистральных электрических сетей (МЭС) - филиалов ПАО «ФСК ЕЭС», и подстанций (ПС) ЕНЭС, задействованных в процессе сбора и обработки данных о перетоках электрической энергии.

Состав АИИС КУЭ ЕНЭС:

- измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 10, измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S; 0,5S; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 10, многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) классов точности 0,2S; 0,5S; 0,2; 0,5; 1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, входящих в АИИС КУЭ утвержденных типов ПС ЕНЭС и других собственников;

- измерительно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ) включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями АИИС КУЭ ЕНЭС, системы обеспечения единого времени (СОЕВ), входящие в АИИС КУЭ утвержденных типов ПС ЕНЭС и других собственников.

Верхний уровень АИИС КУЭ ЕНЭС - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя каналообразующую аппаратуру, центры сбора и обработки данных (ЦСОД), автоматизированные рабочие места (АРМ), СОЕВ, в том числе входящие в АИИС КУЭ утвержденных типов ПС ЕНЭС и других собственников, размещенные на Московской междугородной телефонной станции № 9 (ММТС-9), в помещениях ИА ПАО «ФСК ЕЭС», на электроустановках и в помещениях МЭС - филиалов ПАО «ФСК ЕЭС»:

МЭС Центра, МЭС Северо-Запада,
МЭС Юга, МЭС Волги,
МЭС Урала, МЭС Западной Сибири,
МЭС Сибири, МЭС Востока;
а также на электроустановках и прочих объектах других собственников.

ЦСОД ИА ОАО «ФСК ЕЭС» состоит из серверов сбора, серверов баз данных; системы хранения данных, подсистемы интеграции, библиотеки резервного копирования.

ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС осуществляет опрос АИИС КУЭ ПС ЕНЭС последовательно-цикличным способом.

Далее по спутниковым каналам связи с пропускной способностью не менее 64 кбит/с данные поступают в центральные земные спутниковые станции связи (ЦЗССС) операторов, где терминируются и передаются по существующим наземным сетям связи операторов (на основе собственных и арендованных цифровых каналов связи) на соответствующие узлы передачи данных операторов, размещенные на ММТС-9, г. Москва.

Точкой присоединения сетей операторов к единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) является ММТС-9, где присутствуют как узлы передачи данных операторов, так и узлы передачи данных ЕЦССЭ.

Границей ответственности операторов при организации связи в направлении ПС-ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» являются порты существующих маршрутизаторов узлов передачи данных ЕЦССЭ на ММТС-9.

Далее данные, получаемые от АИИС КУЭ ПС ЕНЭС, по существующему цифровому каналу ЕЦССЭ поступают па ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» (ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС) для последующей обработки, хранения и передачи смежным субъектам ОРЭМ, филиалам ОАО «СО ЕЭС» и ИАСУ КУ ОАО «АТС».

Поскольку связь организована по дуплексным каналам, данные от ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» к двухуровневым АИИС КУЭ ПС ЕНЭС поступают в обратном порядке.

Организация связи в направлении ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» - ЦСОД МЭС выполняется с использованием существующих каналов ЕЦССЭ.

Данные с ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» (с портов 10/100 Ethernet коммутаторов ЛВС типа Cisco, размещенных в серверных стойках), поступают по интерфейсу 10/100 Ethernet корпоративной локальной вычислительной сети ПАО «ФСК ЕЭС» в ЕЦССЭ.

Далее по существующим цифровым каналам на основе волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) данные (репликация) поступают на узел ЕЦССЭ в точке присутствия на ММТС-9. Узел ЕЦССЭ на ММТС-9 обеспечивает присоединение к сетям связи магистральных операторов и магистральному сегменту ЕЦССЭ, по каналам которых организуется трансляция данных в соответствующие ЦСОД МЭС.

Далее данные поступают на соответствующие серверы типа IBM-PC-совместимые, устанавливаемые на ЦСОД ИА/ЦСОД МЭС. Поскольку связь организована по дуплексным каналам, данные от ЦСОД МЭС к ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» поступают в обратном порядке.

В состав АИИС КУЭ ЕНЭС входит система обеспечения единого времени (СОЕВ), выполняющая законченную функцию измерений времени, которая имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений электрической энергии.

Основой СОЕВ на уровне ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС служит радиосервер точного времени типа РСТВ-01 и его модификации (регистрационный номер 40586-12 в ФИФ). Радиосервер точного времени устанавливается в серверной стойке ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС».

РСТВ-01 обеспечивает синхронизацию времени абонентов сети с национальной шкалой координированного времени UTC (SU), регистрацию даты и времени событий и данных уровня ИВК в системе АИИС КУЭ ЕНЭС с погрешностью не более ±5 с.

Защита каналов передачи информации в направлениях ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» - ЦСОД МЭС осуществляется с использованием средств защиты информации Единой цифровой сети связи электроэнергетики. Для защиты от несанкционированного доступа к оборудованию ИВК предусматривается размещение серверов, телекоммуникационного оборудования и источников бесперебойного питания в шкафах, с возможностью их запирания на ключ. Помещение размещения серверных шкафов ЦСОД ИА/ЦСОД МЭС оснащено техническими средствами защиты, включая охранную сигнализацию и запирающие устройства.

В АИИС КУЭ ЕНЭС используются следующие способы обеспечения высоких показателей надежности:

- резервирование основных элементов (ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД МЭС);
- резервирование баз данных;
- резервирование каналов связи - взаимодействие между уровнями ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» и ИВКЭ ПС ЕНЭС организуется с использованием и существующего цифрового канала ЕЦССЭ и в дальнейшем организация резервного цифрового канала;
- наличие ЗИП.

Программное обеспечение

Функции метрологически не значимой части программного обеспечения (ПО):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

- передача данных по присоединениям в серверы ОАО «АТС», филиалам ОАО «СО ЕЭС» и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ЕНЭС.

Функции метрологически значимой части ПО:
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ЕНЭС;
- обработка результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Примечание - Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО - MD5	

Метрологические характеристики АИИС КУЭ ЕНЭС нормированы с учетом влияния ПО.

Защита ПО обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ ЕНЭС от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню высокий по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Основные технические характеристики АИИС КУЭ ЕНЭС представлены в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ ЕНЭС приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 - Основные технические характеристики

Характеристика	Значение
1	2
Номинальные значения напряжения переменного тока в первичной обмотке измерительного трансформатора напряжения на входе ИК, кВ	3; 6; 10; 15; 20; 35; 110; 220; 330; 500; 750; 1150
Диапазон допускаемых изменений напряжения переменного тока в первичной обмотке измерительного трансформатора напряжения на входе ИК	от 0,9·Uном до 1,1·Uном
Номинальные значения напряжения переменного тока во вторичной обмотке измерительного трансформатора напряжения, В	57,7/100; 220/380
Номинальные значения силы переменного тока в первичной обмотке измерительного трансформатора тока на входе ИК, А	1; 5; 10; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000

Продолжение таблицы 2

1	2
Диапазон допускаемых изменений силы переменного тока в первичной обмотке измерительного трансформатора тока на входе ИК	от $0,05I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$ (для ТТ класса точности 0,2 или 0,5) от $0,01I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$ (для ТТ класса точности 0,2S или 0,5S)
Номинальные значения силы переменного тока во вторичной обмотке измерительного трансформатора тока, А	1; 5
Параметры питающей сети для вторичных приборов: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц - допускаемые отклонения напряжения от номинального значения, %	 57,7/100; 220/380 от 49 до 50 ±10
Условия эксплуатации АИИС КУЭ ЕНЭС: - температура окружающего воздуха, ºС: для оборудования, установленного на объектах для оборудования центра сбора и обработки данных - относительная влажность, %, не более для оборудования, установленного на объектах для оборудования центра сбора и обработки данных	 от -60 до +55 от +18 до +24 90 (при температуре +20 ºС) 55 (при температуре +20 ºС)
Ход часов компонентов АИИС КУЭ, с/сут, не более	±5
Средний срок службы, лет, не менее	20

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерений активной электрической энергии (при номинальном напряжении и симметричной нагрузке и нормальных условиях эксплуатации) для ИИК, $\pm\delta_{\%W}$

Состав ИИК	cosφ	$\pm\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%} \le W < W_{5\%}$	$\pm\delta_{5\%W}$ $W_{5\%} \le W < W_{20\%}$	$\pm\delta_{20\%W}$ $W_{20\%} \le W < W_{100\%}$	$\pm\delta_{100\%W}$ $W_{100\%} \le W \le W_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,2S	1,0 0,8 0,5	1,0 1,3 2,0	0,5 0,8 1,2	0,4 0,6 0,9	0,4 0,6 0,9
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,5S	1,0 0,8 0,5	1,4 1,6 2,2	0,7 1,3 1,5	0,6 0,8 1,1	0,6 0,8 1,1
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,2S	1,0 0,8 0,5	1,1 1,4 2,3	0,7 1,1 1,6	0,6 0,9 1,4	0,6 0,9 1,4
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,5S	1,0 0,8 0,5	1,5 1,7 2,5	0,9 1,4 1,9	0,8 1,0 1,5	0,8 1,0 1,5
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,2S	1,0 0,8 0,5	- - -	0,9 1,3 2,0	0,5 0,7 1,1	0,4 0,6 0,9
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,5S	1,0 0,8 0,5	1,5 1,7 2,5	0,9 1,4 1,9	0,8 1,0 1,5	0,8 1,0 1,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	0,9	0,5	0,4
ТН кл. точности 0,2	0,8	-	1,3	0,7	0,6
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	2,0	1,1	0,9
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	1,0	0,7	0,6
ТН кл. точности 0,2	0,8	-	1,6	0,9	0,8
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	2,2	1,3	1,1
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	1,0	0,7	0,6
ТН кл. точности 0,5	0,8	-	1,4	1,0	0,9
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	2,3	1,6	1,4
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	1,1	0,9	0,8
ТН кл. точности 0,5	0,8	-	1,7	1,1	1,0
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	2,5	1,7	1,5
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
ТН кл. точности 0,5	0,8	2,9	1,6	1,2	1,2
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	5,4	2,9	2,2	2,2
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	2,1	1,1	1,0	1,0
ТН кл. точности 0,5	0,8	3,0	1,9	1,3	1,3
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	3,5	3,1	2,2	2,2
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
ТН кл. точности 0,2	0,8	2,8	1,5	1,0	1,0
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	5,3	2,7	1,9	1,9
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
ТН кл. точности 0,2	0,8	2,9	1,8	1,2	1,2
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	5,4	2,9	2,0	2,0
1.2ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,8	1,0	0,8
ТН кл. точности 0,5	0,8	-	2,9	1,6	1,2
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	5,4	2,9	2,2
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,8	1,1	1,0
ТН кл. точности 0,5	0,8	-	3,0	1,7	1,3
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	5,5	3,0	2,2
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,7	0,9	0,6
ТН кл. точности 0,2	0,8	-	2,8	1,4	1,0
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	5,3	2,7	1,9
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,8	1,0	0,8
ТН кл. точности 0,2	0,8	-	2,9	1,5	1,2
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	5,4	2,8	2,0
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	0,9	0,4	0,3
Без ТН	0,8	-	1,2	0,6	0,5
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	1,9	1,0	0,7
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	1,0	0,7	0,5
Без ТН	0,8	-	1,6	0,8	0,7
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	2,2	1,1	0,9
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,7	0,9	0,6
Без ТН	0,8	-	2,8	1,4	1,0
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	3,3	2,6	1,8
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,7	1,0	0,8
Без ТН	0,8	-	2,9	1,5	1,1
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	5,4	2,7	1,9

Продолжение таблицы 3

Примечания:

1 ТТ, ТН и счетчики электрической энергии входят в состав двухуровневых АИИС КУЭ ПС ЕНЭС утвержденного типа, подключаемых к АИИС КУЭ ЕНЭС.

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности 0,95.

3 $W_{1(2)\%}$, $W_{5\%}$, $W_{20\%}$, $W_{100\%}$, $W_{120\%}$ - значения электрической энергии при 1(2)%-ном, 5%-ном, 20%-ном, 100%-ном, 120%-ном (от номинального) значениях силы электрического тока в сети соответственно.

4 Класс точности трансформаторов тока - по ГОСТ 7746-2015.

5 Класс точности трансформаторов напряжения - по ГОСТ 1983-2015.

6 Класс точности счетчиков при измерении активной энергии - по ГОСТ 31819.22-2012.

Таблица 4 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии (при номинальном напряжении, симметричной нагрузке и нормальных условиях эксплуатации) для ИИК, $\pm\delta_{\%W}$

Состав ИИК	cosφ (sinφ)	$\pm\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%} \le W < W_{5\%}$	$\pm\delta_{5\%W}$ $W_{5\%} \le W < W_{20\%}$	$\pm\delta_{20\%W}$ $W_{20\%} \le W < W_{100\%}$	$\pm\delta_{100\%W}$ $W_{100\%} \le W \le W_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	2,3	1,9	1,3	1,3
	0,5 (0,87)	2,0	1,8	1,2	1,2
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	2,3	1,9	1,3	1,3
	0,5 (0,87)	2,0	1,8	1,2	1,2
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	2,5	2,1	1,6	1,6
	0,5 (0,87)	2,1	1,9	1,3	1,3
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	2,5	2,1	1,6	1,6
	0,5 (0,87)	2,1	1,9	1,3	1,3
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	-	2,3	1,4	1,3
	0,5 (0,87)	-	2,0	1,3	1,2
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	-	2,3	1,4	1,3
	0,5 (0,87)	-	2,0	1,3	1,2
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	-	2,5	1,7	1,6
	0,5 (0,87)	-	2,1	1,4	1,3
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	-	2,5	1,7	1,6
	0,5 (0,87)	-	2,1	1,4	1,3

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ТТ кл. точности 0,5S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	4,6	2,9	2,1	2,1
	0,5 (0,87)	3,0	2,1	1,5	1,5
ТТ кл. точности 0,5S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	4,6	2,9	2,1	2,1
	0,5 (0,87)	3,0	2,1	1,5	1,5
ТТ кл. точности 0,5S ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	4,5	2,7	1,9	1,9
	0,5 (0,87)	2,9	2,1	1,4	1,4
ТТ кл. точности 0,5S ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	4,5	2,7	1,9	1,9
	0,5 (0,87)	2,9	2,1	1,4	1,4
ТТ кл. точности 0,5 ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	-	4,6	2,6	2,1
	0,5 (0,87)	-	3,0	1,8	1,5
ТТ кл. точности 0,5 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	-	4,6	2,6	2,1
	0,5 (0,87)	-	3,0	1,8	1,5
ТТ кл. точности 0,5 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	-	4,5	2,4	1,9
	0,5 (0,87)	-	2,9	1,7	1,4
ТТ кл. точности 0,5 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	-	4,5	2,4	1,9
	0,5 (0,87)	-	2,9	1,7	1,4
ТТ кл. точности 0,2 Без ТН Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	-	2,2	1,3	1,2
	0,5 (0,87)	-	1,9	1,2	1,1
ТТ кл. точности 0,2 Без ТН Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	-	2,2	1,3	1,2
	0,5 (0,87)	-	1,9	1,2	1,1
ТТ кл. точности 0,5 Без ТН Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	-	4,5	2,4	1,8
	0,5 (0,87)	-	2,9	1,6	1,3
ТТ кл. точности 0,5 Без ТН Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	-	4,5	2,4	1,8
	0,5 (0,87)	-	2,9	1,6	1,3

Продолжение таблицы 4

Примечания:

1 ТТ, ТН и счетчики электрической энергии входят в состав двухуровневых АИИС КУЭ ПС ЕНЭС утвержденного типа, подключаемых к АИИС КУЭ ЕНЭС.

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности 0,95.

3 $W_{1(2)\%}$, $W_{5\%}$, $W_{20\%}$, $W_{100\%}$, $W_{120\%}$ - значения электроэнергии при 1(2)%-ном, 5%-ном, 20%-ном, 100%-ном, 120%-ном (от номинального) значениях силы тока в сети соответственно.

4 Класс точности трансформаторов тока - по ГОСТ 7746-2015.

5 Класс точности трансформаторов напряжения - по ГОСТ 1983-2015.

6 Класс точности счетчиков при измерении реактивной энергии - по ГОСТ 31819.23-2012. В виду отсутствия в указанном стандарте счетчиков класса точности 0,5, пределы допускаемой погрешности при измерении реактивной энергии для данных типов счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 1,0.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

В комплект самостоятельной поставки систем входят технические средства и программное обеспечение в количестве и по номенклатуре определенными конкретным заказом.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01 и их модификации (Реестр СИ № 40586-12)	Определяется проектной документацией
Модем для передачи данных по выделенным и коммутируемым линиям связи	-	Определяется проектной документацией
Совместимый компьютер с установленным ПО	IBM-PC	Определяется проектной документацией
Формуляр	ЕМНК.466454.001-001.1-ФО	1
Руководство по эксплуатации	ЕМНК.466454.001.001.ИЗ	1
СПО АИИС КУЭ ЕНЭС. Описание подсистемы «Мониторинг»	ЕМНК.466454.001-103.01	1
Методика поверки	МП 59086-14 с изменением № 1	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59086-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети. Методика поверки с изменением № 1», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 15 мая 2018 г.

Основные средства поверки:

- радиочасы РЧ-011/2 (регистрационный номер 35682-07 в Федеральном информационном фонде);

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети. Методика измерений электрической энергии и мощности».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон (факс): (495) 710- 93-33, (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Телефон (факс): (495) 620-08-38, (495) 620-08-48

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30033-10 от 04.08.2011 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии С.С. Голубев

М.п. « ___ » _____ 2018 г.