

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2524 от 17.11.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «УралАТИ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «УралАТИ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в центры сбора и обработки информации в АО «АТС», и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

1-й уровень - измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК), который включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН), измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), который включает в себя сервер сбора данных (далее - ССД), сервер энергосбытовой компании ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (далее - СЭК), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ-2), автоматизированное рабочее место оператора (далее - АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве ССД используется компьютер на базе серверной платформы HP ProLiant DL320G6 с программным обеспечением Iskramatic SEP2W.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- ССД формирует XML макет и отправляется электронным письмом в адрес СЭК, на котором на XML макет ставится ЭЦП.
- СЭК осуществляет отправку XML макета, подписанного ЭЦП в адрес ПАК АО «АТС».
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт-ч.

Для получения информации со счетчиков ССД формирует запрос. Счетчик в ответ, по информационным линиям связи интерфейса RS-485, пересылает данные на ССД. ССД при помощи программного обеспечения (ПО SEP2W) осуществляет сбор, обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации по каналам связи Ethernet (основной) GSM (резервный) на СЭК.

Передача информации от СЭК в ПАК АО «АТС» с электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ, а также в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020, 80030, 80040 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

СЭК также осуществляет приём xml-файлов формата 80020, 80030, 80040 из ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени UCS-2 (Reg. № 41681-10), на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), и эталонным источником системного времени тайм-сервера ФГУП «ВНИИФТРИ» первого уровня Stratum 1 (далее – тайм-сервер). В комплект UCS-2 входят антенный блок для наружной установки и блок питания с интерфейсами. Тайм-сервер (ntp1.vniiftri.ru ntp2.vniiftri.ru) работает от сигналов рабочей шкалы Государственного эталона времени и частоты (ГСВЧ) Российской Федерации (РФ). В соответствии с международным документом RFC-1305 передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с использованием протокола NTP версии 3.0. Часы тайм-серверов согласованы с UTC (универсальное координированное время в данном часовом поясе) с погрешностью, не превышающей 10 мкс. При отсутствии UCS-2, синхронизация сервера БД АИИС КУЭ осуществляется от тайм-сервера, обеспечивающего передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую корректировку времени.

Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника УСВ-2 или тайм-сервера более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени приемника УСВ-2 или тайм-сервера не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии и ПО ССД. Программные средства ССД содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО Iskramatic SEP2W, ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Идентификационные наименования модулей ПО	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО АИИС КУЭ (ССД)	Windows Silver 2008 R2	-	X15-52729	-	-
	Iskramatic SEP 2W	-	1.64	-	-
ПО АИИС КУЭ (СЭК)	ПК «Энергосфера»	pso_metr.dll	1.1.1.1	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B	MD5
ПО «SEP2W»	Программа - планировщик опроса и сбора результатов измерений (стандартный каталог для всех модулей C:\Program Files\SEP2W\)	Sep2Collect.exe	1.64a	344BB34F027BF972946016E6B1EC3623	MD5
	Программа для управления БД SEP2	Sep2DbManager.exe	1.64	A622BE2696CD9BC690DF2453AA85271E	
	Генератор отчетов, отображение информации в графическом или табличном видах	Sep2Report.exe	1.65	341611CD1BEDA6A40191CCB689564A97	

ПО Iskramatic SEP2W не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			СС Д	Наименование измеряемой ве- личины
		ТТ	ТН	Счётчик		
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП-12 6кВ, РУ-6кВ, 2сш 6кВ, яч.6	ТПЛ-10-1 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5; Ктт=6000/100 Рег. № 2611-70	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02	HP ProLiant DL320G6	Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
2	ТП-9 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=1500/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
3	ТП-2 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=1500/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A31R41- V12L81- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
4	ТП-3 6кВ, РУ-6кВ Ввод-1	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5; Ктт=100/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5; Ктт=6000/100 Рег. № 3344-08	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
5	ТП-5 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=800/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A31R41- V12L81- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
18	ТП-5А 6/0,4кВ, 1ЩСУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=2000/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A31R41- V12L81- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
6	ТП-11 6кВ, РУ-6кВ, яч.1	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5; Ктт=400/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл.т. 0,5; Ктт=6000/100 Рег. № 2611-70	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ТП-1 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=1500/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A31R41- V12L81-M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02	HP ProLiant DL320G6	Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
8	ТП-10 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=1500/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
9	ТП-10 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=1500/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
10	ТП-11 6кВ, РУ-6кВ, яч.10	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5; Ктт=400/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл.т. 0,5; Ктт=6000/100 Рег. № 831-53	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
11	ТП-1 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=1500/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A31R41- V12L81-M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
12	ТП-5 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=800/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A31R41- V12L81-M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
19	ТП-5А 6/0,4кВ, 1ЩСУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=2000/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A31R41- V12L81-M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
13	ТП-12 6кВ, РУ-6кВ 1сш 6кВ, яч.5	ТПЛ-10-1 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5; Ктт=6000/100 Рег. № 2611-70	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время
14	ТП-9 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=1500/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A31R41- V12L81-M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ТП-2 6/0,4кВ, РУ- 0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5; Ктт=1500/5 Рег. № 1673-07	Прямое включение	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02	HP ProLiant DL320G6	Энергия актив- ная, реактивная Кадендарное время
16	ТП-15 6кВ, РУ-6кВ, 1сш 6кВ, яч.7	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5; Ктт=600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5; Ктт=6000/100 Рег. № 2611-70	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Кадендарное время
17	ТП-15 6кВ, РУ-6кВ, 2сш 6кВ, яч.14	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5; Ктт=600/ Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5; Ктт=6000/100 Рег. № 2611-70	MT851-T1A32R42- V12L10.1- M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Кадендарное время
20	Щит АВР 0,4кВ ф. ОАО «МТС»	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5; Ктт=15/5 Рег. № 15174-06	Прямое включение	MT851-T1A31R41- V12L81-M3K013Z2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 23306-02		Энергия актив- ная, реактивная Кадендарное время

Таблица 3

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ				
Номер канала	cos φ	$\delta_5 \%,$ $I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%,$ $I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%,$ $I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1	2	3	4	5
ИК № 2-3, 5, 7-9, 11-12, 14-15, 18-20 Сч. 0,5S; ТТ 0,5	1	±2,3	±1,8	±1,7
	0,9	±2,8	±2,0	±1,9
	0,8	±3,3	±2,3	±2,0
	0,7	±3,9	±2,6	±2,2
	0,6	±4,7	±2,9	±2,5
	0,5	±5,7	±3,4	±2,8
ИК № 1, 4, 6, 10, 13, 16-17 Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5	1	±2,4	±1,9	±1,8
	0,9	±2,8	±2,1	±2,0
	0,8	±3,4	±2,4	±2,2
	0,7	±4,0	±2,7	±2,4
	0,6	±4,8	±3,1	±2,7
	0,5	±5,9	±3,6	±3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ				
Номер канала	$\cos \varphi / \sin \varphi$	$\delta_5 \%,$ $I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%,$ $I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%,$ $I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120} \%$
ИК № 2-3, 5, 7-9, 11-12, 14-15, 18-20 Сч. 1,0; ТТ 0,5	0,8/0,6	$\pm 5,6$	$\pm 3,6$	$\pm 2,8$
	0,7/0,7	$\pm 4,8$	$\pm 3,0$	$\pm 2,6$
	0,6/0,8	$\pm 4,3$	$\pm 2,8$	$\pm 2,5$
	0,5/0,9	$\pm 3,8$	$\pm 2,6$	$\pm 2,5$
ИК № 1, 4, 6, 10, 13, 16-17 Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5	0,8/0,6	$\pm 5,6$	$\pm 3,4$	$\pm 2,9$
	0,7/0,7	$\pm 4,9$	$\pm 3,1$	$\pm 2,7$
	0,6/0,8	$\pm 4,3$	$\pm 2,9$	$\pm 2,6$
	0,5/0,9	$\pm 3,9$	$\pm 2,7$	$\pm 2,5$

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 3 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1, УСВ-2 на однотипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ - температура окружающей среды для ТН - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии типа МТ851, °С: 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>по ГОСТ 7746</p> <p>по ГОСТ 1983</p> <p>от -40 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - МТ851 - УСВ-2 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>ССД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>1847754</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>ИБК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>94,2</p> <p>2</p> <p>3,5</p>

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСВ-2, ССД, СЭК, АРМ;
- организация доступа к информации ИБК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ССД, СЭК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «УралАТИ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10-3 У3	10
Трансформатор тока	ТПЛ-10-1 У2	4
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66 У2	36
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	3
Счётчик электрической энергии	МТ851	20
Преобразователь интерфейса	MOXA Nport 5130 RS485/Ethernet	10
Сервер сбора данных	HP ProLiant DL320G6	1
Источник бесперебойного питания	APC 1500VA	1
Источник бесперебойного питания	APC 650 VA	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Iskramatic SEP 2W	1
Паспорт - формуляр	ИЮНД.411711.038.ФО-ПС	1
Методика поверки	МП 1035/446-2011 (с изменением № 1)	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1035/446-2011 (с изменением № 1) «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «УралАТИ». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» 27.09.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков типа МТ851 – по документу ГОСТ 8.584-2004;
- УСВ-2 – в соответствии с документом «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «АИИС КУЭ ОАО «УралАТИ». Технорабочий проект ИЮНД.411711.038.РП.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «УралАТИ»

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИСКРЭН» (ООО «ИСКРЭН»)

ИНН 7726531942

Адрес: 119454, г. Москва, ул. Удальцова, д.34

Телефон: +7 (495) 734-00-30

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, к. 2

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

В части вносимых изменений

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361. г. Москва, ул. Озерная, 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.