

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Воронежстальмост»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Воронежстальмост» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи, каналобразующую аппаратуру, устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе БСЧРВ-011, технические средства приема-передачи данных и технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включает в себя сервер ИВК, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Энфорс Энергия+» и «Энфорс АСКУЭ».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на соответствующие преобразователи интерфейсов RS-485/RS-232. Далее по проводным линиям связи интерфейса RS-232 сигнал передается на преобразователь интерфейса RS-232/Ethernet, а затем по протоколу Ethernet сигнал передается через сетевые коммутаторы в базу данных сервера ИВК АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера ИВК в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. АИИС КУЭ оснащена УССВ на базе БСЧРВ-011, подключенными к соответствующим преобразователям интерфейсам RS-485/RS-232 и синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Часы счетчиков синхронизированы с УССВ, корректировка часов выполняется 1 раз в сутки независимо от величины расхождения часов счетчиков и УССВ.

Сличение часов счетчиков с часами сервера ИВК осуществляется каждые 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем  $\pm 2$  с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректуре.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО «Энфорс Энергия+» и ПО «Энфорс АСКУЭ», в состав которого входят программы, указанные в таблицах 1а-1д.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энфорс Энергия+» и ПО «Энфорс АСКУЭ».

Таблица 1а — Идентификационные данные ПО «Энфорс Энергия+»

Идентификационные признаки	Значение			
Идентификационное наименование ПО	admin2.exe	collector.exe	opcon2.exe	reports2.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.1.10	1.15.3	2.0.0.15	2.0.1.15
Цифровой идентификатор ПО	62a8ca0dd97f5218 6845371cd780d53 1	403c0ef7c3876e1e bc92b92145d8e507	c681c3f71dbdda08 8122dd5a14ebfb78	80ae3abba568c3d 383666a12335755 76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5			

Таблица 1б — Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ»

Идентификационные признаки	Значение			
Идентификационное наименование ПО	calcformula.exe	dataproc.exe	enfadmin.exe	enfc_log.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2.11.21	2.2.10.9	2.2.11.54	2.2
Цифровой идентификатор ПО	ddceee3f7a1edf0de fa05b962e151ac6	a4ce90df6670eb7e 4e1d7bf967a06408	693a8eb78fd8ff23d 881462cc1632cec	34e8715a941c1fc 9edc8c21b434d83 fa
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5			

Таблица 1в — Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ»

Идентификационные признаки	Значение			
Идентификационное наименование ПО	enflogon.exe	ev_viewer.exe	loaddatafromtxt.exe	newm51070.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2	2.2	2.3.0.2	2.3
Цифровой идентификатор ПО	8031cd96685d9f45 20ecd30524926615	5bda38dc4ce46c5a fbd5e22022008c65	e610e25dcc78ae485 c10bdc3c065156d	f1003b3f5e2aea96 272339d8e71e7e3 2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5			

Таблица 1г — Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ»

Идентификационные признаки	Значение			
Идентификационное наименование ПО	newmedit.exe	newopcon.exe	newreports.exe	m80020.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2.12.17	2.2.12.23	2.2.11.60	2.3.1.2
Цифровой идентификатор ПО	1501f339387795004a10806d206a644a	109f4f811e7fb9ed488f1b0d39474c0a	9afb705da1a20b5981981d184b477f52	6fdf3ee40006cf170348e4d89478b2aс
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5			

Таблица 1д — Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ»

Идентификационные признаки	Значение	
Идентификационное наименование ПО	newopcontrl.exe	tradeqr.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2.22	2.2.11.15
Цифровой идентификатор ПО	109f4f811e7fb9ed488f1b0d39474c0a	ae06d6e546c4ff00dacb1fca67bf7bbf
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ЗАО «Воронежстальмост» и их основные метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид элект- ро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энер- гии	ИВК		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ОПУ-110 кВ, ПС 110/6 кВ Т2	ТФМ-110 300/1 Кл. т. 0,2S Зав. №5804 Зав. №5803 Зав. №5801	НКФ-110-57 У1 110000:Ќ/100:Ќ Кл. т. 0,5 Зав. №1500842 Зав. №1500828 Зав. №1500857	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0811112149	HP ProLiant BL460c G7 Зав. № CZJ0400F13	Актив- ная	± 1,0	± 2,3
						Реак- тивная	± 1,8	± 4,2
2	ОПУ-110 кВ, ПС 110/6 кВ Т1	ТФМ-110 300/1 Кл. т. 0,2S Зав. №5802 Зав. №5805 Зав. №5800	НКФ-110-57 У1 110000:Ќ/100:Ќ Кл. т. 0,5 Зав. №1500820 Зав. №1500852 Зав. №1500821	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0108070881		Актив- ная	± 1,0	± 2,3
						Реак- тивная	± 1,8	± 5,7
3	ЦРП 6 кВ яч. 23	ТОЛ-10-І 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №55066 Зав. №55067	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №8462	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612101064		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
4	ЦРП 6 кВ яч. 26	ТОЛ-10-І 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №55068 Зав. №55069	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №8449	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612101043		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
5	ЦРП 6 кВ яч. 15	ТОЛ-10-І 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №54445 Зав. №54602	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №8462	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612101057		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,7	
6	ЦРП 6 кВ яч. 36	ТОЛ-10-І 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №54412 Зав. №54413	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №8449	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612101092	Актив- ная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,7	
7	КРУН-6 кВ ПС 110 кВ яч. 201	ТОЛ-10-І 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. №52915 Зав. №53083	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 0713110000003	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 05052369	Актив- ная	± 1,3	± 3,2	
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,1	
8	ЦРП 6 кВ яч. 29	ТОЛ-10-І 75/5 Кл. т. 0,5 Зав. №417 Зав. №1064	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №8462	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612093303	Актив- ная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,7	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ЦРП 6 кВ яч. 16	ТОЛ-10-I 50/5 Кл. т. 0,5 Зав. №9302 Зав. №9306	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №8449	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612096197	HP ProLiant BL460c G7 Зав. № CZJ0400F13	Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
10	ЦРП 6 кВ яч. 19	ТОЛ-10-I 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. №20224 Зав. №25057	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №8462	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612092954		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
11	ЦРП 6 кВ яч. 32	ТОЛ-10-I 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №896 Зав. №893	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №8449	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612096729		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
12	ЦРП 6 кВ яч. 21	ТОЛ-10-I 50/5 Кл. т. 0,5 Зав. №280 Зав. №277	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №8462	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612093047		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,7	
13	ЦРП 6 кВ яч. 31	ТОЛ-10-I 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №30561 Зав. №28607		ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612093365	Актив- ная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,7	
14	ЦРП 6 кВ яч. 20	ТОЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №22593 Зав. №22465	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №8449	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0612101085	Актив- ная	± 1,3	± 3,3	
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
22	ЦРП 6кВ яч.18	ТОЛ-10-I 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. №14596 Зав. №14598		ПСЧ-4ТМ.05.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0318088226	Актив- ная	± 1,3	± 3,2	
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,4	

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
- 4 Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01)  $U_n$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9_{\text{инд.}}$ ; частота (50 ± 0,15) Гц;
  - температура окружающей среды: (23±2) °С.
- 5 Рабочие условия эксплуатации:
  - для ТТ и ТН:
    - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,01(0,05) – 1,2)  $I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 – 1,0(0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;
    - температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 40°С;
    - относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
    - атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 - 1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,5 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более  $0,5$  мТл;
- температура окружающего воздуха для счётчиков СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05, ПСЧ-4ТМ.05М от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $60^{\circ}\text{C}$ ;
- температура окружающего воздуха для счётчиков СЭТ-4ТМ.02 от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $55^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха не более  $90\%$  при плюс  $30^{\circ}\text{C}$ ;
- атмосферное давление от  $70,0$  до  $106,7$  кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс  $10^{\circ}\text{C}$  до плюс  $25^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха не более  $80\%$  при плюс  $20^{\circ}\text{C}$ ;
- атмосферное давление от  $84,0$  до  $106,7$  кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $2(5)\%$   $I_{ном}$   $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $0^{\circ}\text{C}$  до плюс  $40^{\circ}\text{C}$  для ИК №№1-6, 8-14, 22; от плюс  $15^{\circ}\text{C}$  до плюс  $30^{\circ}\text{C}$  для ИК №7.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 55\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик ПСЧ-4ТМ.05 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  часа.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения на счетчике;
  - коррекции времени в счетчике и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

**Защищённость применяемых компонентов:**

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика электрической энергии;
  - сервера.

**Возможность коррекции времени в:**

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

**Возможность сбора информации:**

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

**Цикличность:**

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

**Глубина хранения информации:**

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Воронежстальмост» типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Трансформаторы тока	ТФМ-110	16023-97	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	38395-08	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-07	24
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	14205-94	6



Окончание таблицы 3

1	2	3	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-07	1
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	11
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	27779-04	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 60506-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Воронежстальмост». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2015 г.

Перечень основных средств 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»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации, согласованной с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в 2001 году;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.126 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 ноября 2005 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ЗАО «Воронежстальмост» для оптового рынка электроэнергии», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Воронежстальмост»**

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.

#### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

#### **Изготовитель**

АО «АтомСбыт»

Юридический адрес: 394018, Российская Федерация, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а

Почтовый адрес: 394018, Российская Федерация, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а

Тел.: (473) 253-09-47

Факс: (473) 222-71-41, 222-71-42

E-mail: [office@atomsbyt.ru](mailto:office@atomsbyt.ru)

#### **Заявитель**

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

Юридический адрес: 123557, г. Москва, Большой Тишинский пер., д. 26, корп. 13-14, пом. XII, комн.3

**Испытательный центр**

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

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

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.            «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.