

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2023 г. № 2802

Регистрационный № 90895-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс»-ТС Самара, Тольятти, Сызрань

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс»-ТС Самара, Тольятти, Сызрань (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (СБД) АИИС КУЭ, сервер сбора данных (ССД) (далее по тексту – сервер ИВК), устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2 (далее-УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (далее-АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

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 поступает на входы технических средств приема-передачи данных (коммуникаторов GPRS, преобразователей интерфейсов RS-485-Ethernet).

ССД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики активной и реактивной электроэнергии, считывая с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных СБД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение, передача измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов.

СБД не реже одного раза в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной подписью (ЭП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалой координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК (ССД)). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени ССД со шкалой времени УССВ происходит непрерывно. При расхождении шкалы времени ССД от шкалы времени УССВ-2, равного ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени ССД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени ССД осуществляется во время сеанса. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ССД на величину ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, серверов отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 001 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус ССД ИВК АИИС КУЭ.

Общий вид ССД ИВК АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

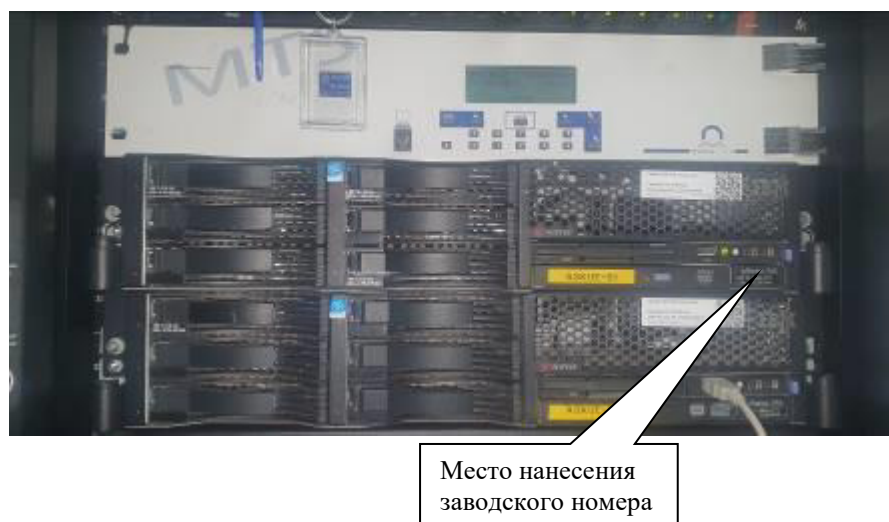


Рисунок 1 - Общий вид ССД ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
г. Самара					
1	НС-13, РУ-10кВ, 1 сш, яч.1, ф.18	ТВК-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 8913-82	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 4947-75	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2, рег. № 54074-13/ Сервер ИВК
2	НС-13, РУ-10кВ, 2 сш, яч.2, ф.5	ТВК-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 8913-82	НОМ-10-66 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 4947-75	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
3	РП-308 6кВ, РУ-6кВ, 1 сш, яч.4, ф.52	ТЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 18178-99	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
4	РП-308 6кВ, РУ-6кВ, 1 сш, яч.5, ф.51 нитка "А" и "Б"	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69		ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
5	РП-308 6кВ, РУ-6кВ, 2 сш, яч.9, ф.4	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 18178-99	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
6	РП-308 6кВ, РУ-6кВ, 2 сш, яч.11, ф.52	ТЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69		ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
7	НС-11, РУ-6кВ, 1 сш, яч.6	ТЛК10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
8	НС-11, РУ-6кВ, 1 сш, яч.5	ТЛК10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83		ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
9	НС-11, РУ-6кВ, 1 сш, яч.4	ТЛК10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83		ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
10	НС-11, РУ-6кВ, 1 сш, яч.3	ТЛК10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83		ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
11	НС-11, РУ-6кВ, 2 сш, яч.26	ТЛК10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	НС-11, РУ-6кВ, 2 сш, яч.27	ТЛК10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 9143-83	НАМИ-10 6000/100, КТ 0,2 Пер. № 11094-87	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 46634-11	УССВ-2, рег. № 54074-13/ Сервер ИВК
13	НС-11, РУ-6кВ, 2 сш, яч.28	ТЛК10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 9143-83		ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 46634-11	
14	НС-11, РУ-0,4кВ, 1 сш, п.4, ф.Ввод1	ТШП-0,66 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 54852-13	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	
15	НС-11, РУ-0,4кВ, 2 сш, п.6, ф.Ввод2	ТШП-0,66 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 54852-13 ТШП-0,66 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 47957-11	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	
16	РП-308 6кВ, РУ-6кВ, 1 сш, яч.2, ф-ТП-3322, I	ТЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 18178-99	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 46634-11	
17	РП-308 6кВ, РУ-6кВ, 2 сш, яч.13, ф-ТП- 3322, II	ТЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 18178-99	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 46634-11	
г. Тольятти					
18	ПС "МИС" 110/10/6кВ, ЗРУ-6кВ, 1 сш, яч.22, ф.22	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-59	ЗНИОЛ 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 25927-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	УССВ-2, рег. № 54074-13/ Сервер ИВК
19	ПС "МИС" 110/10/6кВ, ЗРУ-6кВ, 2 сш, яч.34, ф.34	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-59	ЗНИОЛ 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 25927-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
20	ПС "МИС" 110/10/6кВ, ЗРУ-10кВ, 1 сш, яч.56, ф.56	ТЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-00	ЗНИОЛ 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 25927-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
21	ПС "МИС" 110/10/6кВ, ЗРУ-10кВ, 2 сш, яч.64, ф.64	ТЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-00	ЗНИОЛ 10000/100, КТ 0,5 Пер. № 25927-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
22	ТП-549 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, 1 сш, ф.4	ТОП-0,66 400/5, КТ 0,5 Пер. № 57218-14	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.02 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 46634-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	ТП-549 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, 2 сш, ф.7, ф.8	ТОП-0,66 400/5, КТ 0,5 Рег. № 57218-14	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.02 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2, рег. № 54074-13/ Сервер ИВК
24	Котельная №8 6/0,4кВ, РУ-6кВ, 1 сш, яч.4, ф.45	ТЛК10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
25	Котельная №8 6/0,4кВ, РУ-6кВ, 2 сш, яч.9, ф.50	ТЛК10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
г. Сызрань					
26	ПНС №5 10/6/0,4кВ, РУ-10кВ, 2 сш, яч.16	ТЛК10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2, рег. № 54074-13/ Сервер ИВК
27	ПНС №5 10/6/0,4кВ, РУ-10кВ, 3 сш, яч.35	ТЛК10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
28	ПНС №5 10/6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, 1 сш, п.5, ввод с тр-ра №2	ТШП-0,66 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 47957-11	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.02 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
29	ПНС №5 10/6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, 2 сш, п.8, ввод с тр-ра №3	ТШП-0,66 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 47957-11	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.02 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
30	ГПП Нефтемаш 110/6/6кВ, ЗРУ-6кВ, 1 сш, яч.9, ф.9	ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
31	ГПП Нефтемаш 110/6/6кВ, ЗРУ-6кВ, 4 сш, яч.44, ф.44	ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
32	ТП "ФОК" 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, 1 сш, яч.3	Т-0,66 У3 300/5, КТ 0,5S Рег. № 71031-18	—	МИР С-07.05S- 230-5(10)-GR- S2T2LQ-G-D КТ 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
33	ТП "ФОК" 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, 2 сш, яч.6	T-0,66 УЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 71031-18	—	МИР С-07.05S- 230-5(10)-GR- S2T2LQ-G-D КТ 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	УССВ-2, рег. № 54074-13/ Сервер ИВК
34	Шкаф учета 0,4кВ ГК №20, КЛ 0,4кВ от п.1Н ПНС №5	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.24.03 КТ 1,0/2,0 Рег. № 46634-11	
35	Шкаф учета 0,4кВ ГСК "Лада", КЛ 0,4кВ от п.2Н ПНС №5	—	—	МИР С-04.10-230- 5(100)-G2R-KQ- G-D КТ 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta, \%$	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta, \%$
1	2	3	4
1-6,16,17,26,27	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	2,7	5,2
7-13,24,25	Активная	1,0	3,0
	Реактивная	2,4	5,2
14,15,22,23	Активная	0,9	1,8
	Реактивная	2,3	3,5
18-21, 30,31	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,6	4,6
28,29,32,33	Активная	0,9	3,1
	Реактивная	2,3	5,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
34	Активная Реактивная	1,1 2,2	2,3 5,4
35	Активная Реактивная	1,1 1,1	2,3 3,0
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (\pm) с			5
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 1 (2)% от $I_{ном}$ для ИК№№28,29,32,33 и 5% от $I_{ном}$ для ИК№№1-27,30,31,34,35 при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +40 °С</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	35
<p>Нормальные условия:</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, °С 	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>50</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для серверов ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 1_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от 0 до +40</p> <p>от +10 до +25</p> <p>от 80,0 до 106,7</p> <p>98</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 	
СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12)	165 000
МИР С-04, МИР С-07 (рег. № 61678-15)	290 000
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 46634-11)	165 000
ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07)	165 000

Продолжение таблицы 4

1	2
УССВ-2 (рег. № 54074-13): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервера ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	74500 70000 1
Глубина хранения информации: -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) МИР С-04, МИР С-07 (рег. № 61678-15) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 46634-11) ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 131 113 113 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания серверов ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий серверов ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и серверах ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- серверах ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВК-10	4
	ТЛМ-10	16
	ТЛК10	24
	ТШП-0,66	12
	ТПОЛ-10	4
	ТОП-0,66	6
	ТПЛ-10	4
	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	4
	НАМИТ-10-2	2
	НАМИ-10	2
	ЗНИОЛ	12
	ЗНОЛ	6
	НАМИТ-10	2
	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М Рег. № 36697-12	6
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Рег. № 46634-11	14
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11	5
	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Рег. № 36355-07	2
	ПСЧ-4ТМ.05МК.16.02 Рег. № 46634-11	4
	МИР С-07.05S-230-5(10)- GR-S2T2LQ-G-D Рег. № 61678-15	2
	ПСЧ-4ТМ.05МК.24.03 Рег. № 46634-11	1
	МИР С-04.10-230-5(100)- G2R-KQ-G-D Рег. № 61678-15	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер сбора данных Сервер баз данных	Сервер ИВК	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/19/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс»-ТС Самара, Тольятти, Сызрань МВИ 26.51.43/19/23, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Филиал «Самарский» публичного акционерного общества «Т Плюс»
(Филиал «Самарский» ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога «Балтия», км 26-й, д.5, стр. 3, оф. 506

Телефон +7 (495) 980-59-00, E-mail: info@tplusgroup.ru

Изготовитель

Филиал «Самарский» публичного акционерного общества «Т Плюс»
(Филиал «Самарский» ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога «Балтия», км 26-й, д.5, стр. 3, оф. 506

Телефон +7 (495) 980-59-00

E-mail: info@tplusgroup.ru

Адрес места осуществления деятельности: 443100, г. Самара, ул. Маяковского, д. 15

Телефон +7 (846) 279-67-63

E-mail: info-samara@tplusgroup.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»_(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр-кт Карла Маркса, д. 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: info@samaragost.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 311281.

