

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» сентября 2024 г. № 2268

Регистрационный № 93295-24

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ростсельмашэнергосбыт» (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ростсельмашэнергосбыт» (2-я очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

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 (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «Ростсельмашэнергосбыт», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), блок коррекции времени ЭНКС-2 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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

Для ИК №№ 1, 3, 7, 8, 13, 14, 16, 17, 19, 24 – 30 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. Для ИК №№ 2, 4 – 6, 9 – 12, 15, 18, 20 – 23 первичные токи и напряжения непосредственно 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 16 – 18, 29 по проводным линиям связи стандарта RS-485 поступает через порт-сервер Муха в локальную вычислительную сеть предприятия для передачи по ней на сервер БД верхнего, второго уровня системы. Для ИК №№ 1 – 15, 19 – 28, 30 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на GPRS/GSM-модем и далее по каналам связи поступает на сервер БД верхнего, второго уровня системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Передача информации производится через удаленный АРМ субъекта ОРЭМ или с сервера БД верхнего уровня системы в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со второго уровня настоящей системы или с АРМ энергосбытовой организации по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet.

Сервер БД имеет возможность принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и передавать всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности, формируемой относительно национальной шкалы времени UTC(SU) в режиме синхронизации по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS ± 150 мс.

УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Сравнение шкалы времени сервера БД со шкалой времени УСВ осуществляется во время сеанса связи с УСВ, каждый сеанс связи, но не реже 1 раза в сутки по протоколу МЭК 1162 (NMEA 0183). При наличии расхождения сервер БД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется встроенным программным обеспечением сервера БД во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. При наличии расхождения ± 1 с и более сервер БД производит синхронизацию шкалы времени счетчиков с собственной шкалой времени сервера БД.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

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

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-16 6 кВ, ШРП 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. 1601 в сторону РУ-0,4 кВ Ростгорсвет	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15698-96	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±0,9	±3,1
						реактивная	±2,7	±5,4
2	ТП-КНС 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ Мотор	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18		активная	±1,0	±2,8
						реактивная	±2,0	±5,3
3	ТП-16 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.1606	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная	±0,9	±3,1
						реактивная	±2,7	±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ВРУ-3 0,4 кВ Т2 Мобайл, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±2,8
						реактивная	±2,0	±5,3
5	ВРУ-4 0,4 кВ Т2 Мобайл, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18		активная	±1,0	±2,8
						реактивная	±2,0	±5,3
6	ВРУ-2 0,4 кВ Т2 Мобайл, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18		активная	±1,0	±2,8
						реактивная	±2,0	±5,3
7	ТП-38 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,4
8	ТП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51199-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,4
9	ТП-1167/1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. 2	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18	активная	±1,0	±2,8	
					реактивная	±2,0	±5,3	
10	ТП-1167/1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. 13	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18	активная	±1,0	±2,8	
					реактивная	±2,0	±5,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ТП-13 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ПР-5 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±2,8
						реактивная	±2,0	±5,3
12	ТП-КНС 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. 5	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18		активная	±1,0	±2,8
						реактивная	±2,0	±5,3
13	ТП-7 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. 704	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±0,9	±3,1
						реактивная	±2,7	±5,4
14	ТП-41 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. 07	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 15698-96	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±0,9	±3,1
						реактивная	±2,7	±5,4
15	ВРУ-1 0,4 кВ Т2 Мобайл, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18		активная	±1,0	±2,8
						реактивная	±2,0	±5,3
16	ПС 110 кВ ГПП4, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Р-40 - ГПП4	ТВ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 64181-16	НКФ110-83У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-84 НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,1	±3,4	
					реактивная	±2,7	±5,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ПС 110 кВ ГПП4, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Р-40 - Р5 III цепь с отпайками	ТВ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 64181-16	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,1	±3,4
						реактивная	±2,7	±5,6
18	ПС 110 кВ ГПП4, РУСН-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч. 14, КЛ- 0,4 кВ ф. 14	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18		активная	±1,0	±2,8
						реактивная	±2,0	±5,3
19	РП-0,4 кВ Нарсуд, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 67928-17	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±0,9	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,7
20	ВРУ-0,4 кВ Дружба, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±2,8
						реактивная	±2,0	±5,3
21	ВРУ-0,4 кВ Дружба 2, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	активная	±1,0	±2,8	
					реактивная	±2,0	±5,3	
22	Щит 1 0,23 кВ Давтян, СШ 0,23 кВ, Ввод 0,23 кВ	-	-	СЕ207 R7.849.2. OG.QUVLF GS01 SPds Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 72632-18	активная	±1,0	±3,0	
					реактивная	±2,0	±5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	Щит 2 0,23 кВ СО Давтян, СШ 0,23 кВ, Ввод 0,23 кВ	-	-	CE207 R7.849.2. OG.QUVLF GS01 SPds Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 72632-18	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±3,0
						реактивная	±2,0	±5,5
24	ПС 110 кВ Промзона 2, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 34, КЛ-10 кВ Л-234	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,4
						реактивная	±2,7	±5,6
25	ПС 110 кВ Т24, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ №1	ТЛП-10 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 30709-11	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±0,7	±2,2
					реактивная	±1,5	±3,9	
26	ПС 110 кВ Т25, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ №4	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±0,9	±2,3	
					реактивная	±2,0	±4,0	
27	РП-6 кВ № 21, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 21 ф. 16, КЛ-6 кВ № 21 ф. 16	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	активная	±1,1	±3,4	
					реактивная	±2,7	±5,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	ПС 110 кВ Промзона 2, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 30, КЛ-10 кВ Л-230	ТПЛ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02.2-14 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,1	±3,4
						реактивная	±2,8	±6,6
29	ПС 110 кВ ГПП4, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 45, КЛ-6 кВ ф. Л-445	ТПЛК 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,4
30	ТП-1829 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 11	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,4
						реактивная	±2,7	±5,6

Пределы смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с ±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 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 30 от +5 °С до +35 °С.
- 4 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.
- 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
- 6 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	30
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C 	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</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 - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +35</p> <p>от -40 до +35</p> <p>от +10 до +30</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: <ul style="list-style-type: none"> для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МД.21, ПСЧ-4ТМ.05МД.05, ПСЧ-4ТМ.05МК.16, ПСЧ-4ТМ.05МК.20, ПСЧ-4ТМ.05МК.00 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.09, СЭТ-4ТМ.03М.01 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.09, СЭТ-4ТМ.03М.01 для счетчика СЭТ-4ТМ.02.2-14 для счетчика CE207 R7.849.2. OG.QUVLF GS01 SPds - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>140000</p> <p>165000</p> <p>220000</p> <p>90000</p> <p>280000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p> <p>120000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	113
- при отключении питания, сут., не менее	45
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

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 счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

– журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- 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 титульный лист формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66	12
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор тока	ТВ	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	3
Трансформатор тока	ТПЛ	2
Трансформатор тока	ТПЛК 10	2
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6 УЗ	1
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2-14	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД.21	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	CE207 R7.849.2.OG.QUVLF GS01 SPds	2
Устройство синхронизации времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	PCM.411711.141.01.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ростсельмашэнергосбыт» (2-я очередь), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

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

ИНН 6166055647

Юридический адрес: 344029, Ростовская обл., г.о. г. Ростов-на-Дону, г. Ростов-на-Дону
ул. Менжинского, д. 2С, помещ. 18

Телефон: +7 (863) 250-31-02

Факс: +7 (863) 250-33-24

E-mail: DirRSE@oaorsm.ru

Изготовитель

Индивидуальный предприниматель Тихонравов Виталий Анатольевич
(ИП Тихонравов Виталий Анатольевич)

ИНН 602713617396

Адрес: 121601, г. Москва, Филевский б-р, д. 39, кв. 77

Телефон: +7 (916) 771-08-53

E-mail: asdic@bk.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

