

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85074-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть» (далее по тексту – АИИС КУЭ), заводской № 002 предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения по 37 (тридцать семь) каналам.

Измерительные каналы АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – измерительно-информационный комплексы (ИИК) включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных типа Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019 Server, устройство синхронизации типа УСВ-2, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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 (умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере ИВК АИИС КУЭ).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий модем или преобразователь интерфейсов RS-485 далее по каналам связи с протоколом TCP/IP сети Internet (для ТП-33 по каналу связи стандарта GSM) – на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «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). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УСВ-2, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-2 и при расхождении ± 1 с и более, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в паспорте АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПО «Энфорс ОРЭМ – АРМ пользователя» и ПО «АСКУЭ БП – сбор данных». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Энфорс ОРЭМ – АРМ пользователя»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	7.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа администрирования и настройки bp_admin.exe	0C8ECEBF0DF4660E74B6102F699AD83
Идентификационное наименование ПО	«АСКУЭ БП – сбор данных»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	6.0.83.1
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа опроса и передачи данных Collector.x64.exe	0A2E3D82AA7BF8B51A8DC0E4FB3A6672
Алгоритм вычисления цифровых идентификаторов ПО: «Энфорс ОРЭМ – АРМ пользователя» «АСКУЭ БП – сбор данных»	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (КИ) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 - 5.

Таблица 2 – Состав КИ АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

1	2	Состав КИ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер
1	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №2 яч. 5	ТПЛ 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
2	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №3 яч. 6	ТПЛ 10 400/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
3	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №4 яч. 8	ТПЛ 10 400/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №6 яч. 10	ТЛК-СТ-10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №58720-14	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	<p>Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10</p> <p>Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019</p>
5	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №7 яч. 11	ТВК-10 400/5 (А) Кл.т. 0,5 ТПЛ-10 УЗ 400/5 (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01. Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
6	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №24 яч. 35	ТОЛ-10УТ2.1 200/5 (А),(С) Кл.т. 0,5 Рег. № 6009-77	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
7	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №25 яч. 36	ТОЛ-10УТ2.1 200/5 (А), (С) Кл.т 0,5 Рег. №6009-77	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
8	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №8 яч. 15	ТПЛ 10 400/5 (А),(С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
9	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №9 яч. 16	ТПЛ 10УЗ 400/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №11 яч. 22	ТПЛМ-10 300/5 (А) Кл.т. 0,5 Рег. №2363-68 ТПЛ-10-М 300/5 (С) Кл.т. 0,5 Рег. №22192-07	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
11	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №12 яч. 23	ТВЛМ-10 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1856-63	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
12	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №13 яч. 24	ТВЛМ-10 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1856-63	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т.0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
13	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ ВЛ-35кВ №27 Город	ТВЭ-35 300/5 (А), (В), (С) Кл.т. 0,2 Рег. №44359-10	НАМИ-35УХЛ1 35000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т.0,5 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
14	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ ВЛ-35кВ Северная	ТФНД-35М 400/5 (А) Кл.т. 0,5 Рег. № 3689-73 ТФЗМ-35А-У1 400/5 (С) Кл.т. 0,5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35УХЛ1 35000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №12 яч.10	ТВЛМ-10 200/5 (А) №08093 (С) №03229 Кл.т. 0,5 Рег. №1856-63	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № ППЛТС Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062218 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
16	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №13 яч.12	ТЛК-СТ-10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №58720-14	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
17	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №14 яч.8	ТВЛМ-10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1856-63	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т.0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
18	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №15 яч.9	ТЛК-СТ-10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №58720-14	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
19	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №2 яч.9	ТПЛ 10 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
20	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №3 яч.11	ТПЛМ-10 300/5 (А), (С) Кл.т.0,5 Рег. №2363-68	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т.0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
21	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №6 яч.23	ТПЛ 10 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №7 яч.25	ТПЛ 10УЗ 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	<p>Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10</p> <p>Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019</p>
23	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №8 яч.22	ТПЛ 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
24	ПС Восточная 35/6 кВ, КЛ-6кВ №9; яч.24	ТПЛ 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
25	ПС Восточная 35/5кВ, КЛ-6кВ №11 яч.20	ТПЛМ-10 400/5 (А),(С) Кл.т. 0,5 Рег. №2363-68	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
26	ПС Восточная - 1 110/35/6 кВ КЛ – 6кВ № 17 яч.11	ТВЛМ-10 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1856-63	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
27	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ – 6кВ № 4 яч.8	ТПЛ 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
28	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ – 6кВ № 17 яч.31	ТПЛ 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 18 ч.33	ТПЛМ-10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №2363-68	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
30	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 22 яч.37	ТПЛ 10У3 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
31	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ №9 яч.16	ТПЛ 10У3 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
32	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 14 яч.27	ТПЛ 10У3 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т.0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
33	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 15 яч.29	ТПЛ 10У3 200/5 (А) ТВЛМ-10 У3 (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
34	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 16 яч.30	ТПЛ 10У3 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
35	ТП 33 КЛ-6кВ на ТП 244	ТЛК-СТ-10 150/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №58720-14	НТМК-6У4 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
36	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №15 яч.26	ТЛО 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,2S Рег. №25433-11	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
37	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №22 яч.33	ТЛО 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,2S Рег. №25433-11	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Примечания:

1. Кл.т – класс точности средства измерений.
2. Рег.№ - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
3. Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН, УССВ 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.

Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 Пределы допускаемых *основных* относительных погрешностей измерения АИИС КУЭ активной/реактивной электроэнергии (мощности) при доверительной вероятности 0,95

№ КИ	Кл.т. ТТ	Кл.т. ТН	Кл.т. сч	cos φ	5% ≤ I/In < 20%	20% ≤ I/In < 100%	100% ≤ I/In ≤ 120%
					W _{P5%} ≤ W _P < W _{P20%}	W _{P20%} ≤ W _P < W _{P100%}	W _{P100%} ≤ W _P ≤ W _{P120%}
1-12, 14-35	0,5	0,5	0,5s	0,5	±5,5	±2,9	±2,2
					±3,0	±1,6	±1,3
					±2,0	±1,1	±0,9
13	0,2	0,5	0,5s	0,5	±2,5	±1,6	±1,3
					±1,7	±1,1	±1,0
					±1,5	±0,9	±0,8
36, 37	0,2s	0,5	0,2s	0,5	±1,6	±1,4	±1,4
					±0,9	±0,8	±0,7
					±0,7	±0,6	±0,6
№ КИ	Кл.т. ТТ	Кл.т. ТН	Кл.т. сч	cos φ /sin φ	5% ≤ I/In < 20%	20% ≤ I/In < 100%	100% ≤ I/In ≤ 120%
					W _{Q5%} ≤ W _Q < W _{Q20%}	W _{Q20%} ≤ W _Q < W _{Q100%}	W _{Q100%} ≤ W _Q ≤ W _{Q120%}
1-12, 14-35	0,5	0,5	1,0	0,5/0,87	±2,9	±1,8	±1,6
					±4,7	±2,7	±2,1
13	0,2	0,5	1,0	0,5/0,87	±2,1	±1,5	±1,4
					±2,7	±1,8	±1,7
36, 37	0,2s	0,5	0,5	0,5/0,87	±1,2	±0,9	±0,9
					±1,6	±1,3	±1,2

Таблица 4 Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной/реактивной электроэнергии (мощности) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

№ КИ	Кл.т. ТТ	Кл.т. ТН	Кл.т. сч	cos φ	5% ≤ I/In < 20%	20% ≤ I/In < 100%	100% ≤ I/In ≤ 120%
					W _{P5%} ≤ W _P < W _{P20%}	W _{P20%} ≤ W _P < W _{P100%}	W _{P100%} ≤ W _P ≤ W _{P120%}
1-12, 14-35	0,5	0,5	0,5s	0,5	±5,5	±3,0	±2,4
				0,8	±3,0	±1,7	±1,5
				1,0	±2,1	±1,3	±1,2
13	0,2	0,5	0,5s	0,5	±2,6	±1,9	±1,8
				0,8	±1,9	±1,3	±1,2
				1,0	±1,6	±1,1	±1,0
36, 37	0,2s	0,5	0,2s	0,5	±1,6	±1,5	±1,5
				0,8	±1,0	±0,9	±0,9
				1,0	±0,8	±0,7	±0,7
№ КИ	Кл.т. ТТ	Кл.т. ТН	Кл.т. сч	Cos /sin φ	5% ≤ I/In < 20%	20% ≤ I/In < 100%	100% ≤ I/In ≤ 120%
					W _{Q5%} ≤ W _Q < W _{Q20%}	W _{Q20%} ≤ W _Q < W _{Q100%}	W _{Q100%} ≤ W _Q ≤ W _{Q120%}
1-12, 14-35	0,5	0,5	1,0	0,5/0,87	±3,2	±2,0	±1,8
				0,8/0,6	±4,9	±2,8	±2,3
13	0,2	0,5	1,0	0,5/0,87	±2,4	±1,7	±1,6
				0,8/0,6	±3,0	±2,0	±1,8
36, 37	0,2s	0,5	0,5	0,5/0,87	±1,4	±1,1	±1,1
				0,8/0,6	±1,8	±1,4	±1,4

Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к национальной шкале координированного времени РФ UTC (SU) ± 5 с

Примечания

I/In – значение первичного тока в сети в процентах от номинального;

W_{P5%} (W_{Q5%}) - W_{P120%} (W_{Q120%}), - значения электроэнергии активной/реактивной при соотношении I/In равном от 5% до 120 %;

cosφ/sin φ – коэффициенты активной/реактивной мощности

ТН по ГОСТ 1983-2015 и ЭД.

ТТ по ГОСТ 7746-2015 и ЭД.

Счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01 в соответствии с документом ИЛГШ.411152.124 РЭ.

Счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии ПСЧ-4ТМ.03.М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.126РЭ

Таблица 5 – Основные технические характеристики КИ АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество КИ	37
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$, - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102 от 5 до 120 от 49 до 51 от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк.} от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в местах расположения счетчиков, °С_д - температура окружающей среды для сервера, °С_д</p>	<p>от 90 до 110 от 5 до 120 от 47,5 до 52,5 от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк.} от -20 до +40 от +5 до +30 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Трансформаторы тока среднее время наработки на отказ, ч, не менее Трансформаторы напряжения среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p>	<p>4000000 4000000</p>
<p>Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее для счетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05 для счетчика СЭ Т-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для счетчика ПСЧ-4 типа ТМ.05 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М</p>	<p>90000 90000 140000 2 2 2</p>
<p>Устройство синхронизации времени УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>100000 2</p>
<p>Сервер: - коэффициент готовности не менее - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>0,99 100000 1</p>

Продолжение таблицы 5

1	2
Каналообразующая аппаратура: - коэффициент готовности не менее - среднее время наработки па отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	0,95 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее для счетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М - при отключении питания, лет, не менее для счетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств изменений, лет, не менее	113 56 113 10 10 10 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 по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
- журналы событий счетчика;
- параметрирования сервера;
- коррекции времени в сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК.
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10	37
Измерительный трансформатор тока	ТВЛМ-10	10
Измерительный трансформатор тока	ТПЛМ-10	6
Измерительный трансформатор тока	ТВЭ-35	3
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	1
Измерительный трансформатор тока	ТФНД-35М	1
Измерительный трансформатор тока	ТВК-10-1	1
Измерительный трансформатор тока	ТЛК-СТ-10	8
Измерительный трансформатор тока	ТЛО-10	4
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10УТ2.1	4
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Измерительный трансформатор напряжения	НТМК-6У4	1
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-35	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ - 4ТМ.03.01	34
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ - 4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019	1
Программное обеспечение	Энфорс ОРЭМ -АРМ пользователя	1
Программное обеспечение	АСКУЭ БП – сбор данных	1
Паспорт-формуляр	НСЛГ.466645.055 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть», аттестованном ФБУ «Воронежский ЦСМ», аттестат об аккредитации № 01.00272-2014 от 25.03.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 «Энергоучёт» (ООО «Энергоучёт»)
ИНН 3663051069
Адрес: 394007, г. Воронеж, ул. Димитрова, д. 2а, оф. 5,
Тел.+7(473) 2428981, +7(473) 2428002
E-mail: energouchetvrn@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области» (ФБУ «Воронежский ЦСМ»)
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, д. 2.
Телефон (факс): +7 (473) 257-45-05
E-mail: mail@csm.vrn.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949 от 03.11.2016 г.

