

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» сентября 2021 г. № 1937

Регистрационный № 41165-09

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Каскад-Энергосбыт» - Москва

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Каскад-Энергосбыт» - Москва (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Каскад-Энергосбыт», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных нижнего уровня (УСПД-Черёмушки, УСПД-АОЦ, УСПД-Ереван, УСПД-Дмитровка ТП-1, УСПД-Дмитровка ТП-2, УСПД-Дмитровка ТП-3, УСПД-Дмитровка ТП-4, УСПД-Дмитровка ТП-5, УСПД-Дмитровка ТП-6) RTU-325L, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе приемника сигналов точного времени и каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК, УСПД RTU-325L верхнего уровня (УСПД-Москва), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Умножение на коэффициенты трансформации ТТ производится в счетчиках электрической энергии. По напряжению счетчики включены непосредственно в трехфазную сеть 0,4 кВ без трансформаторов напряжения

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации от уровня ИВК осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/ІР сети Internet в виде XML-файлов установленных форматов, в том числе с электронной подписью в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, на основе приемника сигналов точного времени от спутников систем глобальной спутниковой навигации ГЛОНАСС/GPS, подключенный к УСПД верхнего уровня. Шкала времени УСПД верхнего уровня синхронизировано с временем приемника, сличение каждые 60 мин, погрешность синхронизации не более ± 1 с. Сравнение шкал времени УСПД верхнего и нижних уровней (УСПД нижнего уровня расположены на объектах установки счетчиков) выполняется с периодичностью 2 раза в сутки, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени УСПД верхнего и нижнего уровней на величину равную или более 1 с.

Сравнение показаний шкал времени счетчиков с УСПД нижних уровней осуществляется каждые 30 минут во время сеанса связи со счетчиками. Коррекция шкал времени счетчиков производится при расхождении со шкалами времени УСПД нижних уровней на величину равной или более 1 с.

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

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». 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 - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	Счетчик	УСПД
1	2	3	5	6
1	РТП-21048 10кВ, ГРЩ-1 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-1	CIRCUTOR TC-10 1500/5 кл.т. 0,5 Рег. № 26100-03	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. № 37288-08 (УСПД- Черёмушки)
2	РТП-21048 10кВ, ГРЩ-1 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-2	CIRCUTOR TC-10 1500/5 кл.т. 0,5 Рег. № 26100-03	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3	РТП-21048 10кВ, ГРЩ-2 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-3	CIRCUTOR TC-12 1500/5 кл.т. 0,5; Рег. № 26100-03	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
4	РТП-21048 10кВ, ГРЩ-2 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-4	CIRCUTOR TC-12 1500/5 кл.т. 0,5; Рег. № 26100-03	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
5	РТП-21048 10кВ, ГРЩ-3 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-5	CIRCUTOR TC-12 1500/5 кл.т. 0,5; Рег. № 26100-03	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
6	РТП-21048 10кВ, ГРЩ-3 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-6	CIRCUTOR TC-12 1500/5 кл.т. 0,5; Рег. № 26100-03	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
7	ТП-1 6кВ, ГРЩ-1 0,4кВ, ввод 0,4кВ Т-1	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Рег. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. № 37288-08 (УСПД- Ереван)
8	ТП-1 6кВ, ГРЩ-1 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-2	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Рег. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
9	ТП-2 6кВ, ГРЩ-2 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-3	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Рег. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
10	ТП-2 6кВ, ГРЩ-2 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-4	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Рег. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
11	ТП-3 6кВ, ГРЩ-3 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-5	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Рег. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
12	ТП-3 6кВ, ГРЩ-3 0,4кВ, Ввод 0,4кВ Т-6	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Рег. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	5	6
13	ТП-1, РУ- 0,4кВ, АОЦ, секция №1, Ввод 0,4кВ от Т-1	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-325L Пер. № 37288-08 (УСПД- АОЦ)
14	ТП-1, РУ- 0,4кВ, АОЦ, секция №2, Ввод 0,4кВ от Т-2	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
15	ТП-1, РУ- 0,4кВ, АОЦ, секция №3, Ввод 0,4кВ от Т-3	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
16	ТП-1, РУ-0,4кВ, АОЦ, секция №4, Ввод 0,4кВ от Т-4	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
17	ТП-1 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-21	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-325L Пер. № 37288-08 (УСПД- Дмитровка ТП-1)
18	ТП-1 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-20	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
19	ТП-1 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-19	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
20	ТП-1 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-22	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
21	ТП-2 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-17	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-325L Пер. № 37288-08 (УСПД- Дмитровка ТП-2)
22	ТП-2 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-16	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
23	ТП-2 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-15	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
24	ТП-2 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-18	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
25	ТП-3 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-13	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-325L Пер. № 37288-08 (УСПД- Дмитровка ТП-3)
26	ТП-3 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-12	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
27	ТП-3 10кВ КЭС, ГРЩ-1 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-11	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-325L Пер. № 37288-08 (УСПД- Дмитровка ТП-3)
28	ТП-3 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-14	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
29	ТП-4 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-9	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-325L Пер. № 37288-08 (УСПД- Дмитровка ТП-4)
30	ТП-4 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-8	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
31	ТП-4 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-7	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
32	ТП-4 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-10	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
33	ТП-5 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-25	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RALQ-P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-325L Пер. № 37288-08 (УСПД- Дмитровка ТП-5)
34	ТП-5 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-24	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RALQ-P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
35	ТП-5 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-23	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RALQ-P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
36	ТП-5 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-26	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RALQ-P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
37	ТП-6 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-28	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RALQ-P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-325L Пер. № 37288-08 (УСПД- Дмитровка ТП-6)
38	ТП-6 10кВ КЭС, ГРЩ- 1 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-27	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RALQ-P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
39	ТП-6 10кВ КЭС, ГРЩ- 2 0,4кВ, С1, КЛ 0,4кВ КЛ-30	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Пер. № 15173-06	A1802RALQ-P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
40	ТП-6 10кВ КЭС, ГРЩ-2 0,4кВ, С2, КЛ 0,4кВ КЛ-29	ТШП-0,66 2000/5 кл.т. 0,2S; Рег. № 15173-06	A1802RALQ-P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. № 37288-08 (УСПД- Дмитровка ТП-6)
Погрешность СОЕВ, с				±5
1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблицах 3, 4, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик. 2. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов. 3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств 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 - Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации

№ ИИК	cosφ	δ _{1(2)%}	δ _{5%}	δ _{20%}	δ _{100%}
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1-6	1	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,8
7-40	1	1,0	0,5	0,4	0,4
	0,8	1,2	0,8	0,5	0,5
	0,5	2,0	1,1	0,8	0,8

Таблица 4 - Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации

№ ИИК	cosφ/ sinφ	δ _{1(2)%}	δ _{5%}	δ _{20%}	δ _{100%}
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1-6	0,8/0,6	-	4,9	3,1	2,7
	0,5/0,87	-	3,3	2,5	2,4
7-40	0,8/0,6	3,1	2,7	2,4	2,4
	0,5/0,87	2,7	2,4	2,3	2,3

Примечания таблицам 3, 4:

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	40
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 100 до 120 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК №№ 1 – 6 - для ИК №№ 7 – 40 диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ - для счетчиков - для УСПД, УССВ, сервер	от 90 до 110 от 5 до 120 от 2 до 120 от +5 до +35 от +13 до +33 от +13 до +33
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики Альфа А1800:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120 000 2
<u>УСПД RTU-325L:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <u>сервер:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	100 000 2 80 000 1
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в четырех направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	50 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счётчике;
 - пропадание напряжения пофазно.
- журнал УСПД:
- параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счётчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счётчиком;
 - выключение и включение УСПД;

журнал сервера:

- параметрирования;
- замены счётчиков;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на УСПД;
- пароль на сервере АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Измерительный трансформатор тока	ТШП-0,66	112
Измерительный трансформатор тока	CIRCUTOR TC-10 (TC-12)	18
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	Альфа А1800	40
УСПД	RTU-325L	10
Сервер АИИС КУЭ		1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-формуляр	ДЯИМ.422231.189.ФО.2016	1
Методика поверки	МП 201-023-2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ООО «Каскад-Энергосбыт»-Москва, аттестованном ФБУ «Ростест-Москва».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Каскад-Энергосбыт»-Москва

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Каскад-Энергосбыт»

(ООО «Каскад-Энергосбыт»)

ИНН: 4028033356

Юридический адрес: 248017, Россия, г. Калуга, ул. Московская, 302, оф. 22

Почтовый адрес: 248008, Россия, г. Калуга, ул. Механизаторов, 38

Телефон: +7 (4842) 716-004

E-mail: info@kaskadmail.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.