

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «08» августа 2023 г. № 1578

Регистрационный № 89712-23

Лист № 1  
Всего листов 14

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «Пятигорские электрические сети»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «Пятигорские электрические сети» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК) включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер ИВК, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности и автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий измерительно-информационных комплексов (ИИК), ИВК;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИИК;
- передача участникам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) результатов измерений (1 раз в сутки);
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны участников ОРЭМ (1 раз в сутки);
- организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);
- синхронизация времени в автоматическом режиме компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале времени с погрешностью не более  $\pm 5$  с;

- формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерений и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы Счетчика, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электрической энергии за интервал времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков преобразуется из информационного потока RS-485 в Ethernet и поступает на второй уровень АИИС КУЭ по волоконно-оптическим линиям связи. Сервер ИВК автоматически проводит сбор результатов измерений и состояний средств измерений со счетчиков (один раз в 30 минут).

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям ОРЭМ за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов осуществляется ИВК по каналу связи Internet через интернет-провайдера.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ имеет СОЕВ, которая охватывает все уровни АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит РСТВ-01-01, который синхронизирован с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Синхронизация часов сервера ИВК производится автоматически при обнаружении рассогласования с часами РСТВ-01-01 равном или более 1 с.

Синхронизация часов счетчиков происходит со стороны сервера один раз в сутки при условии превышения допустимого значения рассогласования равного или более 2 с.

Все действия по синхронизации часов отображаются и записываются в журнале событий на каждом уровне.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 044. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение 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 с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 – 6. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 8, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Программа-планировщик опроса и передачи данных
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.13.0.0
Цифровой идентификатор ПО	101c059a8cd564abdb880ddb18ffbbbc
Другие идентификационные данные (если имеются)	amrserver.exe

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер опроса счетчиков и УСПД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.12.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ff7b8d71fb6256eb83f752eb88155881
Другие идентификационные данные (если имеются)	amrc.exe

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Модуль выполнения автоматических расчетов
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	7b87fe18439e488158f57141ee1563d0
Другие идентификационные данные (если имеются)	billsrv.exe

Таблица 4 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер работы с БД
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 4.13.0.0
Цифровой идентификатор ПО	39c3cefbdbb1f5a47082b8a947bdea76
Другие идентификационные данные (если имеются)	cdbora2.dll

Таблица 5 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека шифрования пароля счетчиков
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Другие идентификационные данные (если имеются)	Encryptdll.dll

Таблица 6 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека сообщений планировщика опросов
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v. 2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
Другие идентификационные данные (если имеются)	alphamess.dll
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 7, 8, 9.

Таблица 7 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ
1	ПС 35 кВ Скачки-1, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ТСН	Т-0,66 К <sub>ТТ</sub> =200/5 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 29482-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 рег. № 36697-08	РСТВ-01-01 рег. № 40586-12
2	ПС 35 кВ Скачки-1, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ввод Т-61	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 25433-03	НТМИ-6 К <sub>ТН</sub> =6000/100 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
3	ПС 35 кВ Скачки-1, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ввод Т-62	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 25433-03	НТМИ-6 К <sub>ТН</sub> =6000/100 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
4	ПС 35 кВ Скачки-1, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ ГНС - Скачки-1 (Л-334)	ТГМ-35 УХЛ1 К <sub>ТТ</sub> =300/5 К <sub>Т</sub> =0,2 рег. № 41967-09	НАМИ-35 УХЛ1 К <sub>ТН</sub> =35000/100 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
5	ПС 35 кВ Подкачка, ОРУ 35 кВ, отпайка Л-318 35 кВ от ВЛ 35 кВ Эссенуки-2 – Гражданская (Л-318)	ТФМ-35 II К <sub>ТТ</sub> =100/5 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 17552-98 ТФЗМ-35А-У1 К <sub>ТТ</sub> =100/5 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 К <sub>ТН</sub> =35000√3/100√3 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
6	ПС 110 кВ ГНС, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ФПГ	ТПОЛ 10 К <sub>ТТ</sub> =800/5 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 1261-02	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =6000/100 К <sub>Т</sub> =0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
7	ПС 110 кВ ГНС, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ввод Т-61	ТПОЛ 10 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 1261-02	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =6000/100 К <sub>Т</sub> =0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
8	ПС 110 кВ ГНС, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ввод Т-62	ТПОЛ 10 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 1261-02	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =6000/100 К <sub>Т</sub> =0,5 рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 7

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ
9	ПС 35 кВ Белая Ромашка, ОРУ-35 кВ, ввод ВЛ 35 кВ Машук - Белая Ромашка (Л-302Б)	ТОЛ-СЭЩ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5S рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV К <sub>ТН</sub> =35000√3/100√3 КТ=0,5 рег. № 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	РСТВ-01-01 рег. № 40586-12
10	ПС 110 кВ Провал, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф-115	ТЛК-СТ-10 К <sub>ТТ</sub> =300/5 КТ=0,5 рег. № 58720-14	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
11	ПС 110 кВ Провал, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-116	ТЛК-СТ-10 К <sub>ТТ</sub> =300/5 КТ=0,5 рег. № 58720-14	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
12	ПС 110 кВ Провал, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-105	ТЛМ-10 К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5S рег. № 2473-05	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
13	ПС 110 кВ Провал, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф-106	ТВЛМ-10 К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
14	ПС 110 кВ Скачки-2, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ввод Т-61	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 КТ=0,5 рег. № 25433-03	НТМИ-6 К <sub>ТН</sub> =6000/100 КТ=0,5 рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
15	ПС 110 кВ Скачки-2, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ввод Т-62	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 КТ=0,5 рег. № 25433-03	НТМИ-6 К <sub>ТН</sub> =6000/100 КТ=0,5 рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
16	ПС 35 кВ Т-307, ОРУ-35 кВ, ввод ВЛ 35 кВ Машук - Т-307 (Л-301)	ТОЛ-СЭЩ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5S рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV К <sub>ТН</sub> = 35000√3/100√3 КТ=0,5 рег. № 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
17	ПС 110 кВ Лермонтовская, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ввод Т-101	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 КТ=0,5 рег. № 25433-03	НТМИ-10-66 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,5 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
18	ПС 110 кВ Лермонтовская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ввод Т-102	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 КТ=0,5 рег. № 25433-03	НТМИ-10-66 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,5 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 7

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			УССВ
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	
19	ПС 35 кВ Бештаугорец, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф-213	ТВЛМ-10 Ктт=75/5 КТ=0,5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	РСТВ-01-01 рег. № 40586-12
20	ПС 35 кВ Бештаугорец, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-215	ТПЛ-10 Ктт=150/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Ктн=10000/100 КТ=0,5 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
21	ПС 110 кВ Белая Ромашка, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-5	ТЛМ-10 Ктт=600/5 КТ=0,5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
22	ПС 110 кВ Белая Ромашка, КРУН-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, Ф-27	ТЛМ-10 Ктт=600/5 КТ=0,5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
23	ПС 110 кВ Белая Ромашка, КРУН-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, Ф-135	ТЛМ-10 Ктт=300/5 КТ=0,5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
24	ПС 110 кВ Горячеводская, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф-61	ТПЛ-10 Ктт=200/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Ктн=10000/100 КТ=0,5 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
25	ПС 110 кВ Горячеводская, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф-56	ТПЛ-10 Ктт=400/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 Ктт=400/5 КТ=0,5 рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 Ктн=10000/100 КТ=0,5 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
26	ПС 110 кВ Горячеводская, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф-54	ТПЛ-10 Ктт=400/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Ктн=10000/100 КТ=0,5 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
27	ПС 110 кВ Горячеводская, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф-60	ТПЛ-10 Ктт=200/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Ктн=10000/100 КТ=0,5 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 7

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ
28	ПС 110 кВ Горячеводская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-50	ТПОЛ-10 К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 рег. № 1261-59	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	РСТВ-01-01 рег. № 40586-12
29	ПС 110 кВ Горячеводская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-53	ТПЛ-10 К <sub>ТТ</sub> =200/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
30	ПС 110 кВ Горячеводская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-57	ТПЛ-10 К <sub>ТТ</sub> =400/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
31	ПС 110 кВ Горячеводская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-59	ТПЛМ-10 К <sub>ТТ</sub> =200/5 КТ=0,5 рег. № 2363-68	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
32	ПС 110 кВ Горячеводская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-51	ТПЛМ-10 К <sub>ТТ</sub> =400/5 КТ=0,5 рег. № 2363-68	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
33	ПС 110 кВ Горячеводская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-52	ТПЛ-10 К <sub>ТТ</sub> =200/5 КТ=0,5 рег. № 30709-11	НАМИ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
34	ПС 110 кВ Бештау, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-165	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =200/5 КТ=0,5S рег. № 25433-11	НАЛИ- СЭЦ К <sub>ТН</sub> =11000/100 КТ=0,5 рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
35	ПС 110 кВ Бештау, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф-167	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =200/5 КТ=0,5S рег. № 25433-11	НАЛИ- СЭЦ К <sub>ТН</sub> =11000/100 КТ=0,5 рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
36	ПС 110 кВ Бештау, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф-162	ТОЛ-НТЗ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5S рег. № 69606-17	НАЛИ- СЭЦ К <sub>ТН</sub> =11000/100 КТ=0,5 рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
37	ПС 110 кВ Бештау, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф-170	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =200/5 КТ=0,5S рег. № 25433-11	НАЛИ- СЭЦ К <sub>ТН</sub> =11000/100 КТ=0,5 рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 7

Примечания:	
1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков и радиосервера на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблицах 2 и 3, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.	
2 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).	
3 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.	
4 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 8 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5$ %,	$\delta_{20}$ %,	$\delta_{100}$ %,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,8
2, 3, 5, 8, 14, 15, 17, 18, 20, 24-27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,9	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,3	1,6	1,4
6, 7, 10, 11, 13, 19, 21-23, 28-33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,0	0,7
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,8	1,9
9, 16, 34-37 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,6	1,2	1,2
	0,5	5,4	3,0	2,2	2,2
12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,8	1,5	1,0	1,0
	0,5	5,3	2,8	1,9	1,9



Продолжение таблицы 8

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$ ,	$\delta_5$ %,	$\delta_{20}$ %,	$\delta_{100}$ %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,9	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,8	1,9
2, 3, 5, 8, 14, 15, 17, 18, 20, 24-27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,2	0,9	0,9
	0,8	-	1,5	1,1	1,0
	0,5	-	2,5	1,7	1,5
6, 7, 10, 11, 13, 19, 21-23, 28-33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,9	1,6	1,2
	0,5	-	5,5	2,8	2,0
9, 16, 34-37 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	-	2,1	1,2	1,0
	0,8	-	2,0	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,1	2,3
12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	-	2,0	1,1	0,9
	0,8	-	3,0	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5$ %,	$\delta_{20}$ %,	$\delta_{100}$ %,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,9	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
2, 3, 5, 8, 14, 15, 17, 18, 20, 24-27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,1
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3

Продолжение таблицы 8

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5$ %,	$\delta_{20}$ %,	$\delta_{100}$ %,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,8	-	1,5	1,2	1,1
	0,5	-	2,4	1,8	1,6
6, 7, 10, 11, 13, 19, 21-23, 28-33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,9	1,1	1,0
	0,8	-	2,9	1,6	1,3
	0,5	-	5,4	2,9	2,1
9, 16, 34-37 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,0	1,2	1,1	1,1
	0,8	3,0	1,7	1,4	1,4
	0,5	5,5	3,1	2,3	2,3
12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,9	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,6	1,2	1,2
	0,5	5,4	2,9	2,0	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$ ,	$\delta_5$ %,	$\delta_{20}$ %,	$\delta_{100}$ %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,2	2,5
2, 3, 5, 8, 14, 15, 17, 18, 20, 24-27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,3	1,8	1,7
	0,8	-	3,3	2,2	2,0
	0,5	-	5,8	3,4	2,8
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,6	1,6
	0,8	-	2,1	1,8	1,8
	0,5	-	3,0	2,4	2,2
6, 7, 10, 11, 13, 19, 21-23, 28-33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,2	2,5

Продолжение таблицы 8

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$ ,	$\delta_{5\%}$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9, 16, 34-37 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,6	1,8	1,7	1,7
	0,8	3,4	2,3	2,0	2,0
	0,5	5,8	3,5	2,8	2,8
12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,6	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,4	2,2	1,8	1,8
	0,5	5,7	3,3	2,6	2,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ( $\pm\Delta$ ), с					5
<p>Примечания:</p> <p>1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности <math>\delta_{1(2)\%P}</math> для <math>\cos\varphi=1,0</math> нормируется от <math>I_1\%</math>, границы интервала допускаемой относительной погрешности <math>\delta_{1(2)\%P}</math> и <math>\delta_{2\%Q}</math> для <math>\cos\varphi&lt;1,0</math> нормируется от <math>I_2\%</math>.</p> <p>2 Метрологические характеристики ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовой).</p>					

Таблица 9 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	37
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> </ul> <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для счетчиков электрической энергии</li> </ul>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,87</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Рабочие условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности, не менее</li> <li>- частота, Гц</li> </ul> <p>диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для счетчиков</li> <li>- для сервера, УССВ ИВК</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,5</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +10 до +40</p> <p>от +18 до +24</p>

Продолжение таблицы 9

Наименование характеристики	Значение
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - средняя наработка до отказа, ч	165000
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - средняя наработка до отказа, ч	140000
радиосервер точного времени РСТВ-01-01: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	55000
сервер HP ProLiant DL380p Gen8: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	140000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВК: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому каналу и электрической энергии, потребленной за месяц, результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5
- при отключенном питании, лет, не менее	5

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТГМ-35 УХЛ1	2
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТЛО-10	23
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ	4

Продолжение таблицы 10

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	13
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	5
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	8
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТФМ-35- II	1
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	7
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	4
Сервер	HP Proliant DL380pG8	1
Инструкция по эксплуатации	РДБМ.422231.010.00-ИЭ	1
Паспорт-формуляр	РДБМ.422231.010.00-ФО	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АО «Пятигорские электрические сети», аттестованном ФБУ «Пензенский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00230-2013.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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».

**Правообладатель**

Акционерное общество «Пятигорские электрические сети» (АО «Пятигорские электрические сети»)

ИНН 2632021520

Юридический адрес: 357502, Ставропольский край, г. Пятигорск, ул. Дунаевского, д. 9

Телефон: +7 (8793) 40-14-29

Факс: +7 (8793) 33-09-78

Web-сайт: www.elseti.ru

E-mail: office@elseti.ru

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Донская ЭнергоСтроительная Компания»  
(ООО «ДЭСК»)  
ИНН 6164251678  
Адрес: 344082, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, ул. Береговая, д. 8, эт. 13,  
помещ. 1305  
Телефон: +7 (863) 203-75-40

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр  
стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»  
(ФБУ «Пензенский ЦСМ»)  
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20  
Телефон (факс): +7 (8412) 49-82-65  
Web-сайт: [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)  
E-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.

