

**УТВЕРЖДЕНО**  
**приказом Федерального агентства**  
**по техническому регулированию**  
**и метрологии**  
**от «23» апреля 2025 г. № 804**

Регистрационный № 95307-25

Лист № 1  
Всего листов 10

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

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

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АгроЭнерго» (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 «АгроЭнерго», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) типа УССВ-2 и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

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 измерительных каналов АИИС КУЭ (далее – ИК) 1-8; 10-14 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 9 используется счетчик непосредственного подключения в измеряемые цепи. 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 по проводным линиям связи 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 АИИС КУЭ 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 (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS), получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности, формируемой относительно национальной шкалы времени UTC(SU) в режиме синхронизации по сигналам ГЛОНАСС/GPS  $\pm 1$  мкс.

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

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  $\pm 1$  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 БД, 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 «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» 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 ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ-6 кВ ф. 611, отпайка ВЛ-6 кВ № 11-03 в сторону КТП-114 6 кВ, опора № 11-03/20, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-К-10 У2 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 57873-14	ЗНОЛП-К-10(6) У2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 57686-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±1,1	±3,4
2	ТП-18 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 4, КЛ-10 кВ ф. 4	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,1	±3,4
3	ТП-18 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 5, КЛ-10 кВ ф. 5	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,1	±3,4
4	КТП-181 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ЕМЦ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	–	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±0,9	±3,1
5	ВЛ-10 кВ ф. 712, опора № 16, в сторону КТП-122 10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±0,9	±2,3
						реактивная	±2,0	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ВЛ-10 кВ ф. 710, опоры № 54, в сторону ЦРП-10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±0,9	±2,3
7	ВЛ-10 кВ ф. 614, опоры № 22, в сторону ЦРП-10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±0,9	±2,3
8	ВЛ-10 кВ ф. 615, опоры № 19, в сторону ЦРП-10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛ(П)-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±0,9	±2,3
9	ВЛ-0,4 кВ КТП-122 10 кВ - РУ-0,4 кВ ЖКХ, опоры № 3, ШУ-0,4 кВ	–	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±3,3
10	КТП-277А 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-12	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±0,9	±3,1
11	КТП-409А 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 47957-11	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,3	±5,3
12	КТП-409А 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 47957-11	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±0,9	±3,1
13	КТП-253А 10 кВ, РУ-0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 28139-12	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,3	±5,3

Продолжение таблицы 2

[illegible]

## 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  $I=0,02(0,05)$ ,  $I_{\text{ном}}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-14 от  $+5^{\circ}\text{C}$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ .
- 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 УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационную документацию. 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
Количество ИК	14
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – 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	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 70000 1 74500 2
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 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;
  - результат самодиагностики;
  - перерывы питания;
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчиках и сервере БД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
  - результат самодиагностики;
  - перерывы питания.

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 АИИС КУЭ типографским способом.



### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-К-10 У2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	8
Трансформатор тока	ТТИ	9
Трансформатор тока	ТШП	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-К-10(6) У2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	5
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Формуляр	АГЭ.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 «АгроЭнерго» (2-я очередь), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

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

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

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

**Правообладатель**

Общество с ограниченной ответственностью «АгроЭнерго» (ООО «АгроЭнерго»)  
ИНН 2618025523  
Юридический адрес: 357372, Ставропольский край, м.о. Предгорный, п. Ясная Поляна,  
ул. Подкумская, зд. 4  
Телефон: 8 (879) 343-67-65  
E-mail: info@agrenergo.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: 8 (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: 8 (495) 410-28-81  
E-mail: info@sepenergo.ru  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

