

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» июня 2025 г. № 1056

Регистрационный № 95601-25

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Абаканская ТЭЦ» (филиал «Южно-Сибирская теплосетевая компания»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Абаканская ТЭЦ» (филиал «Южно-Сибирская теплосетевая компания») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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 измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), 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), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера» и каналообразующую аппаратуру.

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. 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 посредством каналаообразующей аппаратуры поступает на сервер АИИС КУЭ.

На верхнем, втором уровне системы выполняется 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 данных 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 с использованием электронной подписи субъекта рынка.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальных навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками с периодичностью не реже 1 раза в сутки.

При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ, равного ± 2 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчиков отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1319) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером АИИС КУЭ в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – 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			Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик УССВ	Вид электро- энергии	Основ- ная погреш- ность, %
1	2	3	4	5	6	7
1	Абаканская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, с.7Р ГК-2 6 кВ, яч.19, КЛ-6 кВ ф.7Р-19	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 Ктг 200/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭИЦ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	активная	±1,2
2	ПНС 10 кВ №1 г. Абакан, РУ-10 кВ, сш 10 кВ, яч.10	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,2S Ктг 150/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,2 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	активная	±0,6
3	ПНС 10 кВ №1 г. Абакан, РУ-10 кВ, сш 10 кВ, яч.9	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,2S Ктг 150/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,2 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	активная	±1,7
4	ПНС 10 кВ №1 г. Черногорск, РУ-0,4 кВ, 1 сш 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5S Ктг 200/5 Рег. № 28139-12	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0
5	ПНС 10 кВ №1 г. Черногорск, РУ-0,4 кВ, 2 сш 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктг 200/5 Рег. № 58385-20	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±3,9
					реактивная	±2,4
					реактивная	±3,9
					реактивная	±6,8
					реактивная	±6,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ВУ 0,4 кВ ЦТП-1, ввод 1	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±0,8 ±2,7	±2,7 ±5,1
7	ВУ 0,4 кВ ЦТП-1, ввод 2	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±0,8 ±5,1	±2,7 ±5,1
8	ЦТП 10 кВ Котельная №2, РУ-0,4 кВ, 1 сп 0,4 кВ, ввод 1	ТПП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 58385-20	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8	±1,0 ±6,8
9	ЦТП 10 кВ Котельная №2, РУ-0,4 кВ, 2 сп 0,4 кВ, ввод 2	ТПП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 58385-20	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8	±1,0 ±6,8
10	Абаканская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, с.6Р ГК-2 6 кВ, яч.3, КЛ-6 кВ ф.6Р-3	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 25433-11	НАПИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9	±4,0 ±6,9
11	ВЛ 10 кВ ПС Ташеба- тиговая, ф. №67, оп. №67, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2	±2,7 ±5,2
12	ВЛ 10 кВ ПС Ташеба- тиговая, ф. №62, оп. №67А, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2	±0,9 ±2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ЦПП 0,4 кВ с. Подсине, сп 0,4 кВ, ввод 1	ТТЕ Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 73808-19	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,4$	$\pm 3,9$ $\pm 6,8$

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos \varphi = 0,8$ инд. $I=0,02(0,05)$. Ином и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$.
- Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- Допускается замена ГТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем установленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
- Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 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 АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия:	
– параметры сети:	
– напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	99 до 101
– ток, % от $I_{\text{ном}}$	100 до 120
– частота, Гц	от 49,85 до 50,15
– коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,9
– температура окружающей среды, °C	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
– параметры сети:	
– напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 90 до 110
– ток, % от $I_{\text{ном}}$	от 2(5) до 120
– частота, Гц	от 49,5 до 50,5
– коэффициент мощности $\cos \varphi$	от 0,5 инд до 0,8 емк
– температура окружающей среды в месте расположения:	
– ТТ и ТН, °C	от -45 до +40
– счетчиков электроэнергии, °C	от -40 до +60
– УССВ, °C	от -40 до +70
– сервера, °C	от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики электроэнергии:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УССВ:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Сервер:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
Счетчики электроэнергии:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	114
– при отключении питания, год, не менее	40
Сервер:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции;

- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- журнал сервера АИИС КУЭ:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере АИИС КУЭ.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера АИИС КУЭ;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметризации:
 - счётчика;
 - сервера АИИС КУЭ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере АИИС КУЭ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже 1 раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-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.
Трансформаторы тока	1	2
	ТЛО-10	3
	ТОЛ-НТЗ	6
	Т-0,66 УЗ	10
	ТТЕ	6
	ТТИ	3
	ТШП-0,66	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	9
	ЗНОЛП-НТЗ	2
	НАЛИ-СЭЩ	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	13
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1319 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Абаканская ТЭЦ» (филиал «Южно-Сибирская теплосетевая компания»), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 8.59–2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Акционерное общество «Абаканская ТЭЦ» (АО «Абаканская ТЭЦ»)

ИНН 1900000252

Юридический адрес: 655017, Республика Хакасия, г.о. город Абакан, г. Абакан, р-н Абаканской ТЭЦ

Телефон: +7 (3902) 22-90-34

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

