

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «26» мая 2025 г. № 1020

Регистрационный № 44341-10

Лист № 1  
Всего листов 11

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о генерации, отпуске и потреблении электрической энергии и мощности за установленные интервалы времени, хранения и отображения полученной информации, формирования отчетов по генерации, отпуску и потреблению электроэнергии для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений активной и реактивной электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 минут);
  - хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованиям повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
  - передача организациям-участникам оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
  - предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны серверов организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
  - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
    - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
    - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
    - ведение системы обеспечения единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ построена на базе комплекса программно-технического измерительного (ПТК) ЭКОМ, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 19542-05.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – 13 измерительно-информационных комплексов точек измерения электроэнергии (ИИК ТИ), предназначенных для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенных на базе следующих средств измерений:

- измерительных трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2015;
- измерительных трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2015;
- многофункциональных счетчиков активной и реактивной электрической энергии (счетчики).

Второй уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в состав которого входят:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000, оснащенное устройством синхронизации времени.

Третий уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который состоит из:

- технических средств для организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации, приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- компьютера в серверном исполнении (сервер баз данных) и автоматизированных рабочих мест (АРМ), оснащенных специализированными программными комплексами (ПК) «Энергосфера» из состава ПТК ЭКОМ.

Система обеспечения единого времени на базе GPS-приемника сигналов точного времени обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

Первый уровень АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. Измерительные трансформаторы тока и напряжения АИИС КУЭ преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчетов средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Полученные результаты интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

- сбор измерительной и диагностической информации с ИИК ТИ;
- контроль достоверности измерительной информации;
- ведение журнала событий УСПД;
- предоставление доступа к собранной информации и журналу событий;
- периодическую синхронизацию времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках электроэнергии.

Второй уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- диагностику работы технических средств;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Третий уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- обработку результатов измерений, в том числе умножение на коэффициенты трансформации используемых трансформаторов тока и напряжения;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технологической и диагностической информации;
- формирование сальдо по электропотреблению;
- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС КУЭ;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в ОАО «АТС» по электронной почте;
- заверение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в ОАО «АТС» по электронной почте;
- доступ ИАСУ КУ ОАО «АТС» к информации АИИС КУЭ в рамках процедуры технического контроля.

СОЕВ АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних часов счетчиков ИИК ТИ, УСПД и сервера баз данных. Синхронизация системного времени с календарным обеспечивается с помощью встроенного в УСПД ЭКОМ-3000 устройства синхронизации времени, выполненного на основе GPS-приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования. Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется каждые 2 минуты, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД  $\pm 2$  с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется при каждом сеансе связи каждые 30 минут, корректировка времени счетчиков при расхождении  $\pm 3$  с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и УСПД ЭКОМ-3000 отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент непосредственно предшествующий корректировке.

К средству измерений данного типа относится система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ, заводской номер 01. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом в Разделе 2 Формуляра 103.1.02.ЭТ.ФО. Сведения о формате, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов приводятся в их эксплуатационной документации (паспорт/формуляр/паспорт-формуляр) по каждому типу средств измерений, входящему в состав системы.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

### Программное обеспечение

В АИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4
Цифровой идентификатор ПО	6c38ccdd09ca8f92d6f96ac33d157a0e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

## Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Измеряемая энергия и мощность	Наименование объекта (электростанция, подстанция) наименование присоединения	ТТ	TH	Счетчик	УСД	Сервер
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1 активная отдача 2 реактивная прием 3 реактивная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.14 Гр.Сборка 1, ГПП-4 6кВ	ТПОЛ 10 600/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-04	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 17049-04	HPe Proliant DL360 Gen10
2	4 активная отдача 5 реактивная прием 6 реактивная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.12 ПС-1-А 6кВ	ТПОЛ 10 600/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-04	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СКОМ-3000, Per. № 17049-04
3	7 активная отдача 8 реактивная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.4 ПС-3 6кВ	ТПОЛ 10 600/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-04	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СКОМ-3000, Per. № 17049-04
5	11 активная отдача 12 реактивная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.16 ПС-19-1 6кВ	ТПОЛ 10 600/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-04	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СКОМ-3000, Per. № 17049-04
6	13 активная отдача 14 реактивная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.24 ПС-19-2 6кВ	ТПОЛ 10 600/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-04	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СКОМ-3000, Per. № 17049-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	17	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.23 ТГ-2 6кВ	ТЛШ-10 1000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОД.06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
8	18	реактивная прием						
9	19	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.27 ТГ-3 6кВ	ТЛШ-10 1000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОД.06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
9	20	реактивная прием						
10	21	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.11 ТГ-4 6кВ	ТЛШ-10 1000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОД.06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
10	22	реактивная прием						
11	23	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.30 ТГ-5 6кВ	ТЛШ-10 1000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОД.06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
11	24	реактивная прием						
20	41	активная прием		ТЛШ-10 2000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОД.06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
20	42	активная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.20 Т-1 6кВ					
20	43	реактивная прием						
21	44	реактивная отдача						
21	45	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.6 Т-2 6кВ	ТЛШ-10 2000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОД.06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
21	46	активная отдача						
21	47	реактивная прием						
21	48	реактивная отдача						

HPE Proliant DL360 Gen10

Per. № 17049-04  
3КОМ-3000,

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	49	активная прием		JKF 123/245 400/5 КТ 0,5S Рег. № 36507-07	НКФ-110-57ХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
22	50	активная отдача	ПТЭЦ ВЛ-110кВ Хромпик-1					
	51	реактивная прием						
	52	реактивная отдача						
	53	активная прием		JKF 123/245 400/5 КТ 0,5S Рег. № 36507-07	НКФ-110-57ХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
23	54	активная отдача	ПТЭЦ ВЛ-110кВ Хромпик-2					
	55	реактивная прием						
	56	реактивная отдача						

Примечания:

1 Передаточное число счетчика 5000 имп/кВт·ч (имп/квар<sup>·</sup>ч).

2 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется в соответствии с требованиями МИ 2999-2022.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения энергии, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности отсчета текущего времени, с	$\pm 5$
Доверительные границы относительной погрешности ИК при измерении электрической энергии и средней мощности, %, при доверительной вероятности 0,95: - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности	$\pm 1,0$ $\pm 1,1$
Примечание - Представленное значение погрешности ИК получено расчетным путем на основании значений составляющих погрешности ИК в предположениях: токи и напряжения на входе счетчика ИК равны номинальным, условия эксплуатации - нормальные, фазовый угол между измеряемыми током и напряжением равен 0 или $\pi/2$ при измерении активной или реактивной энергии соответственно. В случае отклонения условий измерений от указанных, предел погрешности я для каждого ИК может быть рассчитан согласно соотношениям, приведенным в методике поверки.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	36
Условия эксплуатации АИИС КУЭ: - температура окружающей среды для измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии и УСПД - температура окружающей среды для сервера баз данных	в соответствии с эксплуатационной документацией в соответствии с нормальными условиями по ГОСТ 22261-94
Электропитание оборудования АИИС КУЭ от стандартной сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	220 50
Потребляемая мощность: - счетчик электрической энергии - УСПД - сервер баз данных	согласно эксплуатационной документации от 25 до 60 В·А согласно эксплуатационной документации

Продолжение таблицы 4

1	2
Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ:	
- средняя наработка до отказа, ч, для счетчиков типа: - СЭТ-4ТМ.03 - СЭТ-4ТМ.03М	90000 165000
- средний срок службы, лет, для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М	30
- время восстановления, ч, для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М	2
- наработка на отказ УСПД, ч, не менее	75000
- средний срок службы УСПД, лет	30
Глубина хранения информации:	
Счетчик электрической энергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	100
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу (функция автоматизирована), сут	100
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	3
ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений	за весь срок эксплуатации системы

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- a) в журнале событий счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- b) в журнале УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- a) механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- b) защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;

- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

### **Знак утверждения типа**

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной и эксплуатационной документацией на АИИС КУЭ. В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	24 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57ХЛ1	6 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	10 шт.
Трансформатор тока	ТЛШ-10	12 шт.
Трансформатор тока	JKF 123/245	6 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	10 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных с GPS-приемником сигналов точного времени	ЭКОМ-3000	1 шт.
Программный комплекс	«Энергосфера»	1 шт.
Формуляр	103.1.02.ЭТ.ФО	1 экз.
Инструкция по эксплуатации КТС	103.1.01.ЭТ.ИЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в Разделе 3.1 «Методики (методы) измерений» Формуляра 103.1.02.ЭТ.ФО.

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

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 Научно-производственная фирма «Телемеханик» (ООО НПФ «Телемеханик»)

ИНН 6661055401

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Шаумяна, д. 83, оф. 403

Телефон: +7 (343) 234-63-05, +7 (343) 234-63-02

**Испытательный центр**

Уральский научно-исследовательский институт метрологии - филиал Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийского научно-исследовательского института метрологии имени Д.И. Менделеева» (УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Телефон: +7 (343) 350-26-18

Факс: +7 (343) 350-20-39

E-mail: [uniim@uniim.ru](mailto:uniim@uniim.ru)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.