

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «СЭГК» 2-я очередь

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «СЭГК» 2-я очередь (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр», автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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; вычисленные мгновенные значения 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.

Сервер при помощи ПО «АльфаЦентр» автоматически с периодичностью один раз в 30 минут и/или по запросу опрашивает счетчики и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Обмен информацией между счетчиками и сервером происходит по GPRS. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через опто-порт счетчиков.

Для ИК № 5.1, 5.2 данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Новотроицкая регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – рег. №) 74495-19 в ИВК АИИС КУЭ в заданном формате по электронной почте.

Для ИК № 5.3 данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новотроицкий завод хромовых соединений» рег. № 33511-06 в ИВК АИИС КУЭ в заданном формате по электронной почте.

На уровне ИВК выполняется формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML), передача КО, смежным субъектам ОРЭМ и в региональные подразделения АО «СО ЕЭС» по электронной почте подписанных, при необходимости, электронной подписью XML-макетов. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

Единое время в АИИС КУЭ поддерживается системой обеспечения единого времени (СОЕВ), в которую входят часы сервера ИВК АИИС КУЭ и счетчиков. Шкала времени в СОЕВ формируется при помощи сервера времени Государственной службы времени, частоты и определения параметров вращения Земли (ГСВЧ) – NTP-сервер синхронизации шкалы времени ФГУП «ВНИИФТРИ». NTP-сервер синхронизации шкалы времени ФГУП «ВНИИФТРИ» посредством сети Internet передает информацию о календарной дате и московском времени на основании шкалы UTC (SU). Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ осуществляется каждые 30 мин, коррекция осуществляется раз в 12 ч при расхождении показаний часов NTP-сервера с показаниями часов ИВК АИИС КУЭ более, чем на 1 секунду. Сравнение показаний часов счетчиков и времени часов ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки; коррекция осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и показаний часов сервера опроса и баз данных на величину более чем  $\pm 1$ с.

Синхронизация измерительных компонентов ИК № № 5.1, 5.2 происходит по СОЕВ системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Новотроицкая.

Синхронизация измерительных компонентов ИК № № 5.3 происходит по СОЕВ системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новотроицкий завод хромовых соединений».

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. 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 «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

**Метрологические и технические характеристики**

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК					Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК			
		ТТ		ТН		Счетчик		Сервер	Границы интервала основной относительной погрешности, ( $\pm\delta$ ), %	Границы интервала основной относительной погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ), %	
1	2	3		4		5		6	7	8	9
7.1	ПС 110 кВ АВИС, ЗРУ-10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч.6, КЛ-10 кВ ф-6	тип	ТЛО-10	тип	ЗНОЛП-10	тип	СЭТ-4ТМ.03М	SuperMicro SYS-6018R-MTR	Активная	1,2	3,0
		Коэф.тр	400/5	Ко-эф.тр	10000/Öв/100/Öв						
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,2S/0,5				
		Рег. №	25433-11	Рег. №	46738-11	Рег. №	36697-17				
7.2	ПС 110 кВ АВИС, ЗРУ-10 кВ, 4 сш 10 кВ, яч.32, КЛ-10 кВ ф-32	тип	ТЛК-10-5	тип	НАМИТ-10	тип	СЭТ-4ТМ.03М	SuperMicro SYS-6018R-MTR	Реактивная	1,8	4,6
		Коэф.тр	300/5	Ко-эф.тр	10000/100						
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,2S/0,5				
		Рег. №	9143-06	Рег. №	16687-02	Рег. №	36697-17				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5		6	7	8	9	
7.3	КТП-14 10кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ООО ПКФ "ИСТОК" Ввод- 1	тип	T-0,66	тип	-	тип	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R	HP DL380e Gen8	Активная	1,0	2,9	
		Коэф.тр	400/5	Коэф.тр		Кл.т.	0,2S/0,5					
		Кл.т.	0,5	Кл.т.		Рег. №	48266-11					
		Рег. №	22656-07	Рег. №								
7.4	КТП-14 10кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ООО ПКФ "ИСТОК" Ввод- 2	тип	T-0,66	тип	-	тип	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R		HP DL380e Gen8	Реактивная	1,5	4,5
		Коэф.тр	200/5	Коэф.тр		Кл.т.	0,2S/0,5					
		Кл.т.	0,5	Кл.т.		Рег. №	48266-11					
		Рег. №	22656-07	Рег. №								
7.5	РП-10 кВ №1, РУ-10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч.27, КЛ- 10 кВ ф. КТП-13	тип	ТПЛ-10с- (1)	тип	НТМК-10	тип	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R	HP DL380e Gen8	Активная	1,2	2,9	
		Коэф.тр	50/5	Коэф.тр	10000/100	Кл.т.	0,2S/0,5					
		Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,5	Рег. №	48266-11					
		Рег. №	29390-10	Рег. №	00355-49							
5.1	ПС 220 кВ Но- вотроицкая, КРУН 10 кВ, 1 С 10 кВ, яч.7, КЛ 10 кВ Новотро- ицкая- Птицефабрика Восточная 1 цепьВ	тип	ТОЛ- СЭЩ-10- 21	тип	НАЛИ-СЭЩ- 10-3	тип	СЭТ- 4ТМ.03М.01		HP DL380e Gen8	Активная	1,3	3,4
		Коэф.тр	200/5	Коэф.тр	10000/100	Кл.т.	0,5S/1					
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,5	Рег. №	36697-12					
		Рег. №	51623-12	Рег. №	51621-12							
								Реактивная		2,1	5,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5		6	7	8	9
5.2	ПС 220 кВ Новотроицкая, КРУН 10 кВ, 2 С 10 кВ, яч.2, КЛ 10 кВ Новотроицкая-Птицефабрика Восточная 2 цепь	тип	ТОЛ-СЭЩ-10-21	тип	НАМИ-10	тип	СЭТ-4ТМ.03М	HP DL380e Gen8	Активная	1,2	3,0
		Коэф.тр	200/5	Коэф.тр	10000/100	Кл.т.					
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,2	Кл.т.	0,2S/0,5		Реактивная	1,8	4,7
		Рег. №	51623-12	Рег. №	51621-12	Рег. №	36697-12				
5.3	ЦРП 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10кВ, яч. 41	тип	ТЛО-10	тип	ЗНОЛП-ЭК-10 М1	тип	СЭТ-4ТМ.03М.01	HP DL380e Gen8	Активная	1,2	3,0
		Коэф.тр	150/5	Коэф.тр	10000/Öз/100/Öз	Кл.т.					
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,5S/1		Реактивная	1,8	4,9
		Рег. №	25433-11	Рег. №	68841-17	Рег. №	36697-17				

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.
- 3 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 метрологических характеристик.
- 4 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 5 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.
- 6 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.
- 7 Рег.№ - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия 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>	<p>от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +20 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- сила тока, % от <math>I_{ном}</math> для ИК № 7.1, 7.2, 5.1 – 5.3</li> <li>- сила тока, % от <math>I_{ном}</math> для ИК № 7.3- 7.5</li> <li>- коэффициент мощности, <math>\cos\phi</math></li> </ul> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков ИК № 7.3- 7.5, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков ИК № 5.1, 5.2, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков ИК № 7.1- 7.2, 5.3, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 0,8 от -40 до +40 от 0 до +25 от 0 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Электросчетчики Меркурий 234:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul>	<p>165000 48 220000 48 80000</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики:</p> <p>тридцатиминутные приращения активной и реактивной электроэнергии каждого массива профиля составляет, сут, не менее</p> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>35 3,5</p>
<p>Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с</p>	<p>±5</p>

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

-механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер БД.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационных документов на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10с-(1)	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10-5	2
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	6
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10-15(1)	
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМК-10	1
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10-3	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10 М1	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234 ARTM2-03 РВ.Р	3
Сервер	HP DL380e Gen8	1
Программное обеспечение	ПО АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	АИИС.2.1.0222.005 ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2018 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 28.02.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
  - счетчики СЭТ-4ТМ.03М 01, рег. № 36697-17 – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации». Часть 2. «Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г, утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03 апреля 2017 г.;
  - счетчики СЭТ-4ТМ.03М, рег. № 36697-12 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.032. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г, утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
  - счетчики Меркурий 234 – по документу «Счетчики электрической энергии статические трехфазные Меркурий 234. Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки. АВЛГ.411152.033 РЭ1»
  - радиочасы МИР РЧ-01, рег. № 27008-04.
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

**Сведения о методиках (методах) измерений**  
отсутствуют.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «СЭГК» 2-я очередь»**

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**

Акционерное общество «Свердловская энергогазовая компания»  
(АО «СЭГК»)  
ИНН 6670129804  
Адрес: 620102 г. Екатеринбург, ул. Готвальда, д. 6 корп. 4  
Телефон: +7 (343) 235-34-64  
Факс: +7 (343) 235-34-65  
Web-сайт: [www.svengaz.ru](http://www.svengaz.ru)  
E-mail: [odo@svengaz.ru](mailto:odo@svengaz.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

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

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.