

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Загорье»

#### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Загорье» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям ОАО «Загорье», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), ОАО «АТС», «СО-ЦДУ «ЕЭС» и др. (далее – внешние пользователи).

#### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Метод измерения электроэнергии (мощности). Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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. (Умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 поступает на вход сервера баз данных, где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам передачи данных. ИБК предназначен для обеспечения выполнения задач автоматического сбора, диагностики, обработки и хранения информации об измеренной электроэнергии, а также обеспечения интерфейсов доступа к информации. Учетная информация, передаваемая внешним пользователям через Internet (основной канал связи) и GSM- модем (резервный канал связи), отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов 51070 и 80020 в формате XML.

АИИС КУЭ состоит из 2 уровней

1-й уровень – 5 измерительно-информационных точек учета в составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТШ-0,66 класса точности 0,5;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS485 для измерения активной и реактивной энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М.16 и А1140-05-РАL-ВW-4П класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005;
  
- 2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИБК) содержит в своем составе:
  - коммуникационное и модемное оборудование для обмена данными со счетчиками (линии связи с использованием терминалов сотовой связи GSM-модемы IRZ MC52i-485GI);
  - устройство синхронизации времени (УСВ) типа УСВ-2;
  - компьютер в серверном исполнении (сервер опроса и SQL-сервер);
  - технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации;
  - автоматизированное рабочее место (АРМ);
  - цепи и устройства питания сервера (UPS).

Измерительно-информационные точки учета, ИБК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

## Программное обеспечение

Специализированное ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	12.07.01	e6231ebbb9932e28 644dddb424942f6a	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		6483168dfbf01a78 961e91a407e9354b	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		ab49df259b945819 f6486c84ebb2b588	
Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		63a918ec9c3f63c5 204562fc06522f13	
Библиотека шифрования пароля счетчиков A1700, A1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbb ba400eeae8d0572c	
Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444 170eee9317d635cd	

Программное обеспечение имеет уровень защиты С от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). В АИИС КУЭ синхронизация часов производится от эталона, в качестве которого выступает GPS приемник.

ИВК, с периодом в 30 мин., выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УСВ было не более  $\pm 1$  с.

От ИВК синхронизируются внутренние часы счетчиков 8 раз в сутки при опросе по GSM связи каждые 3 часа. В случае расхождения часов счетчиков и ИВК более чем  $\pm 1$  с, производится коррекция часов счетчиков.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более  $\pm 5$  с/сут.

Организация защиты от несанкционированного доступа. В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков, информационных цепей.

### Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ, их метрологических характеристик с указанием наименования присоединений.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Таблица 2 – Перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ и их характеристики.

Канал измерений		Средство измерений				Ктт/ Ксч	Наименование, измеряемой величины			
№ ИК, код НП АТС	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер					
1	2		3	4		5	6	7		
1	ТП-1001, 0,4 кВ Ввод Т1	ТТ	КТ=0,5 Ктт=1500/5 № 22657-12	А	ТШ-0,66	44396	300	Ток первичный I <sub>1</sub>		
				В	ТШ-0,66	44223				
				С	ТШ-0,66	93465				
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0623122761	300	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
2	ТП-1001, 0,4 кВ Ввод Т2	ТТ	КТ=0,5 Ктт=1500/5 № 22657-12	А	ТШ-0,66	82772			300	Ток первичный I <sub>1</sub>
				В	ТШ-0,66	54580				
				С	ТШ-0,66	54470				
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0623122767	300	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время				
3	ТП-1101, 0,4 кВ Ввод Т3	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 1500/5 № 22657-12	А			ТШ-0,66	17548	300	Ток первичный I <sub>1</sub>
				В			ТШ-0,66	35687		
				С	ТШ-0,66	73485				
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0623122440	300	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
4	ТП-1101, 0,4 кВ Ввод Т4	ТТ	КТ=0,5 Ктт=1500/5 № 22657-12	А	ТШ-0,66	93434			300	Ток первичный I <sub>1</sub>
				В	ТШ-0,66	93425				
				С	ТШ-0,66	44378				
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0623121893	300	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
5	ТП-1001, 0,4 кВ Фермер	Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 33786-07	A1140-05-RAL-BW-4П		05033529			1	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время

КТ – класс точности средства измерений.

Ксч – коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

Ктт – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Примечание - Допускается замена счетчиков и ТТ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть

Таблица 3- Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (активная, реактивная ( $\delta_{WP}/\delta_{WQ}$ ) электроэнергия (мощность) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95)

$\delta_{WP}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение cos φ	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					1(5) % ≤ I/I <sub>НОМ</sub> < 20 % W <sub>P5%</sub> ≤ W <sub>P</sub> < W <sub>P20%</sub>	20 % ≤ I/I <sub>НОМ</sub> < 100 % W <sub>P20%</sub> ≤ W <sub>P</sub> < W <sub>P100%</sub>	100% ≤ I/I <sub>НОМ</sub> ≤ 120% W <sub>P100%</sub> ≤ W <sub>P</sub> ≤ W <sub>P120%</sub>
1 - 4	0,5	-	0,5s	1,0	±2,0	±1,3	±1,2
				0,8	±3,0	±1,9	±1,5
				0,5	±5,5	±3,1	±2,4
5	-	-	0,5s	1,0	±1,0	±1,0	±1,0
				0,8	±1,3	±1,3	±1,3
				0,5	±1,6	±1,6	±1,6
$\delta_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение cos φ (sin φ)	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					1(5) % ≤ I/I <sub>НОМ</sub> < 20 % W <sub>Q1(5)%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> < W <sub>Q20%</sub>	20 % ≤ I/I <sub>НОМ</sub> < 100 % W <sub>Q20%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> < W <sub>Q100%</sub>	100% ≤ I/I <sub>НОМ</sub> ≤ 120% W <sub>Q100%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> ≤ W <sub>Q120%</sub>
1 - 4	0,5	-	1	0,8	±5,2	±2,9	±2,3
				0,5	±3,5	±2,2	±2,0
5	-	-	1	0,8	±3,1	±2,0	±1,8
				0,5	±2,6	±1,9	±1,8

I/In – значение первичного тока в сети в процентах от номинального

W<sub>P1(5)%</sub>(W<sub>Q1(5)%</sub>) - W<sub>P120%</sub>(W<sub>Q120%</sub>) - значения электроэнергии при соотношении I/In равном от 1(5) до 120 %

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и ЭД.
- УСВ-2 по ВЛСТ 237.00.000 РЭ

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала		
	Счетчики	ТТ	УСВ-2
Сила переменного тока, А	от I <sub>2мин</sub> до I <sub>2макс</sub>	от I <sub>1мин</sub> до 1,2 I <sub>1ном</sub>	-
Напряжение переменного тока, В	от 0,8U <sub>2ном</sub> до 1,15 U <sub>2ном</sub>	-	от 85 до 264
Коэффициент мощности (cos φ)	0,5 <sub>инд</sub> ; 1,0; 0,8 <sub>смк</sub>	0,8 <sub>инд</sub> ; 1,0	-
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	-
Температура окружающего воздуха, °С - по ЭД - реальные	от минус 40 до плюс 60 от минус 15 до плюс 25	от минус 45 до плюс 40 от минус 15 до плюс 25	от 0 до плюс 70 от 7 до 33
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	-	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при cosφ <sub>2</sub> = 0,8 <sub>инд</sub> )	-	от 0,25S <sub>2ном</sub> до 1,0S <sub>2ном</sub>	-

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ: трансформаторов тока и счетчиков электроэнергии.

Компоненты АИИС:	Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:
Трансформаторы тока	40000
Счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М.16	140000
Счетчик электроэнергии А1140-05-RAL-BW-4П	150000
ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA	35000
Модем GSM IRZ MC52i-485GI и коммуникационное оборудование	50000
Устройство синхронизации времени УСВ-2	35000
Сервер	50000
	Срок службы, лет:
Трансформаторы тока;	25
Счетчики электроэнергии;	30
Устройство синхронизации времени УСВ-2	12
Коммуникационное и модемное оборудование	10

Среднее время восстановления АИИС КУЭ при отказе не более 4 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи на уровне ИИК-ИВК, информация о результатах измерений может передаваться внешним пользователям по электронной почте;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ;
- удаленный доступ;
- возможность съема информации со счетчика автономным способом;
- визуальный контроль информации на счетчике.
- Регистрация событий:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике (сервере).

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации в счетчиках не менее 45 суток, на сервере не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

## Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 2.

В комплект поставки также входит:

- формуляр-паспорт ПСК.2013.07.АСКУЭ.31-ПФ
- технорабочий проект ПСК.2013.07.АСКУЭ.31-ТРП
- руководство по эксплуатации на счётчики;
- паспорта на счётчики;
- формуляр УСВ-2 ВЛСТ 237.00.000.ФО;
- методика поверки.

## Поверка

осуществляется по документу МП 56208-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Загорье». Методика поверки», разработанному и утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» в июле 2013 г.

Таблица 5-Основные и вспомогательные СИ, применяемые при поверке АИИС КУЭ

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	Цель использования
1	2	3	4
1.Термометр	ТП 22	ЦД 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление от 80 до 106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4 Миллитесламетр	МПМ-2	ПГ 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5.Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2М	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97
6.Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	КТ 0,5 Напряжение от 0 до 460 В Ток от 0 до 6 А Частота от 45 до 65 Гц Фазовый угол от минус180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 В·А; ПГ ±0,003 В·А 19,99 В·А; ПГ ±0,03 В·А 199,9 В·А ПГ ±0,3 В·А	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиочасы	МИР РЧ-01		Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	От 0 до 30 мин., ЦД 0,1 с	Определение хода часов

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ.

Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.

Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М.16 в соответствии с Методикой поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ.

Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа А1140-05-RAL-BW-4П в соответствии с Методикой поверки ДИЯМ.411152.019 РЭ.

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

Методика измерений регламентирована в документе «Учет электроэнергии и мощности на энергообъектах. Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Загорье». Свидетельство об аттестации № 46/12-01.00272-2013 от 26.07.2013 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Загорье»**

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

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока.

Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S».

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

## **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

– при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ОАО «Первая сбытовая компания»

Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37

Тел/факс 8 (4722) 30-45-86, факс (4722) 58-15-02

### **Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Воронежский ЦСМ»

394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2.

тел./факс 8 (473) 220-77-29

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30061-10 от 20.12.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_ Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.