



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.061.A № 49454

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ООО "Брянский бройлер"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 007

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "Первая сбытовая компания", г. Белгород

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52382-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 52382-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 17 января 2013 г. № 18

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 008207

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Брянский бройлер»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Брянский бройлер» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям ООО «Брянский бройлер», г. Брянск, 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. ИВК 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 – 4 измерительно-информационных точек учета в составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТРГ-110 П* класса точности 0,2S
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 типа ЗНГ класса точности 0,2
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS485 для измерения активной и реактивной энергии типа А1805RAL-P4-GB-DW-4 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) содержит в своем составе:

- коммуникационное и модемное оборудование (преобразователь интерфейса RS-485/RS-232; линии связи с использованием терминалов сотовой связи GSM-модемы);
- устройство синхронизации времени (УСВ), тип 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);
- коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, ZyXEL U-336E Plus, GSM-модемы Cinterion MC-35i);

Измерительно-информационные точки учета, ИВК 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	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	12.05.01.01	22262052A42D978C9C72F6A90F124841	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		AF098D3FF2EA2D0087D227D17377048B	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		E8CD05CA288E12F63693A92317AF6237	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		58DE888254243CAA47AFB6D120A8197E	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939CE05295FBCBBB A400EEAE8D0572C	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		B8C331ABB5E34444170EEE9317D635CD	

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 ± 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 ± 1 с, производится коррекция часов счетчиков.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более ± 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/ Ктн Ксч	Наименование, измеряемой величины			
№ ИК	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	ПС 110 кВ «Пильшино» 110 кВ «Ввод Т1»	ТТ	КТ=0,2S Ктт= 200/5 № 26813-06	A	ТРГ-110 П*	5502	Ток первичный I ₁		
				B	ТРГ-110 П*	5503			
				C	ТРГ-110 П*	5504			
		ТН	КТ=0,2 Ктн=110000/√3 /100/√3 № 41794-09	A	ЗНГ	423	44000	Напряжение первичное U ₁	
				B	ЗНГ	424			
				C	ЗНГ	425			
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 31857-11	A1805RAL-P4-GB-DW-4	01248882	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
		2	ПС 110 кВ «Пильшино» 110 кВ «Ввод Т2»	ТТ	КТ=0,2S Ктт= 200/5 № 26813-06	A	ТРГ-110 П*	5495	Ток первичный I ₁
						B	ТРГ-110 П*	5494	
C	ТРГ-110 П*					5493			
ТН	КТ=0,2 Ктн=110000/√3 /100/√3 № 41794-09			A	ЗНГ	434	44000	Напряжение первичное U ₁	
				B	ЗНГ	433			
				C	ЗНГ	432			
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 31857-11			A1805RAL-P4-GB-DW-4	01248883	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
3	ПС 110 кВ «Уручье» 110 кВ «Ввод Т1»			ТТ	КТ=0,2S Ктт= 200/5 № 26813-06	A	ТРГ-110 П*	5499	Ток первичный I ₁
						B	ТРГ-110 П*	5500	
		C	ТРГ-110 П*			5501			
		ТН	КТ=0,2 Ктн=110000/√3 /100/√3 № 41794-09	A	ЗНГ	428	44000	Напряжение первичное U ₁	
				B	ЗНГ	426			
				C	ЗНГ	427			
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 31857-11	A1805RAL-P4-GB-DW-4	01248884	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			

4	ПС 110 кВ «Уручьё» 110 кВ «Ввод Т2»	ТТ	КТ=0,2S Ктт= 200/5 № 26813-06	A	ТРГ-110 П*	5498	44 000	Ток первичный I ₁
				B	ТРГ-110 П*	5497		
				C	ТРГ-110 П*	5496		
		ТН	КТ=0,2 Ктн=10000/√3/ 100/√3 № 41794-09	A	ЗНГ	429		Напряжение первичное U ₁
				B	ЗНГ	430		
				C	ЗНГ	431		
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 31857-11	A1805RAL-P4-GB- DW-4	01248885	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

КТ – класс точности средства измерений.

Ксч – коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

Ктт – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Ктн – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН, 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 (δ_{WP}/δ_{WQ}) электроэнергия (мощность) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$\delta_{WP}, \%$								
№ ИК	КТ _{тт}	КТ _{тн}	КТ _{сч}	Значение cos φ	для диапазона	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					1 % ≤ I/I _{ном} < 5 % W _{P5%} ≤ W _P < W _{P20%}	5 % ≤ I/I _{ном} < 20 % W _{P5%} ≤ W _P < W _{P20%}	20 % ≤ I/I _{ном} < 100 % W _{P20%} ≤ W _P < W _{P100%}	100% ≤ I/I _{ном} ≤ 120% W _{P100%} ≤ W _P ≤ W _{P120%}
1-4	0,2s	0,2	0,5s	1,0	1,7	±1,2	±1,1	±1,1
				0,8	2,0	±1,4	±1,4	±1,4
				0,5	2,7	±2,0	±1,8	±1,8
$\delta_{WQ}, \%$								
№ ИК	КТ _{тт}	КТ _{тн}	КТ _{сч}	Значение (sin φ)	для диапазона	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					1 % ≤ I/I _{ном} < 5 % W _{Q1%} ≤ W _Q < W _{Q20%}	5 % ≤ I/I _{ном} < 20 % W _{Q5%} ≤ W _Q < W _{Q20%}	20 % ≤ I/I _{ном} < 100 % W _{Q20%} ≤ W _Q < W _{Q100%}	100% ≤ I/I _{ном} ≤ 120% W _{Q100%} ≤ W _Q ≤ W _{Q120%}
1-4	0,2	0,2	0,5	0,8	±4,5	±1,8	±1,2	±1,2
				0,5	±3,4	±1,4	±1,1	±1,1

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

W_{P1%}(W_{Q1}) - W_{P120%}(W_{Q120%}) - значения электроэнергии при соотношении I/I_п равном от 1 до 120 %

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

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и ЭД;
- счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 и ЭД.

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	ТН
Сила переменного тока, А	от $I_{2\text{мин}}$ до $I_{2\text{макс}}$	от $I_{1\text{мин}}$ до $1,2 I_{1\text{ном}}$	–
Напряжение переменного тока, В	от $0,8U_{2\text{ном}}$ до $1,15 U_{2\text{ном}}$	–	от $0,9U_{1\text{ном}}$ до $1,1U_{1\text{ном}}$
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	$0,5_{\text{инд}}$; $1,0$; $0,8_{\text{смк}}$	$0,8_{\text{инд}}$; $1,0$	$0,8_{\text{инд}}$; $1,0$
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5
Температура окружающего воздуха, °С -По ЭД - Реальные	от минус 40 до плюс 55 от минус 15 до плюс 25	от минус 40 до плюс 55 от минус 15 до плюс 25	от минус 50 до плюс 45 от 7 до 33
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	–	–
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8_{\text{инд}}$)	–	от $0,25S_{2\text{ном}}$ до $1,0S_{2\text{ном}}$	–
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2=0,8_{\text{инд}}$)	–	–	от $0,25S_{2\text{ном}}$ до $1,0S_{2\text{ном}}$

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ: трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергетики.

Компоненты АИИС:	Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:
Трансформаторы тока	1000000
Трансформаторы напряжения	1000000
Счетчики электроэнергетики	90000
ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA	35000
Модем GSM GSM Teleofis RX-108R и коммуникационное оборудование	50000
Устройство синхронизации системного времени УССВ	50000
Сервер	20000
	Срок службы, лет:
Трансформаторы тока;	30
Трансформаторы напряжения	30
Счетчики электроэнергетики;	30
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	24
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 съёма информации со счётчика автономным способом;
- визуальный контроль информации на счётчике.

Регистрация событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике (сервере).

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- 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

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.2012.07.АСКУЭ.31-ПФ
- технорабочий проект ПСК.2012.07.АСКУЭ.31-ТРП
- руководство по эксплуатации на счётчики;
- паспорта на счётчики;
- методика поверки.

Поверка

осуществляется по документу МП 52382-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Брянский бройлер». Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» в ноябре 2012 г., входит в комплект документации на систему.

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
Термометр	ТП 22	ЦД 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление от 80 до 106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
Миллitesламетр	МПМ-2	ПГ 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
Измеритель показателей качества	Ресурс-UF2М	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с

электрической энергии			ГОСТ 13109-97
Вольтамперфазометр	ПАРМ А 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 минус 180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 В·А; 19,99 В·А; 199,9 В·А	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
Радиочасы	МИР РЧ-01	ПГ ±0,003 В·А ПГ ±0,03 В·А ПГ ±0,3 В·А	Использование сигнала точного времени
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 измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88. Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа А1805RAL-P4-GB-DW-4 в соответствии с Методикой поверки ДЯИМ.411152.018МП.

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 ООО «Брянский бройлер». Свидетельство об аттестации № 40/12-01.00272-2012 от 07.11.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Брянский бройлер».

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».
2. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
3. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
4. 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».
5. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление 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
Регистрационный номер 30061-10

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

м.п.

«____» _____ 2013 г.