

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 multifunctionalную 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-RAL-BW-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	e6231ebbb9932e28644dddb424942f6a	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		6483168dfbf01a78961e91a407e9354b	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		ab49df259b945819f6486c84ebb2b588	
Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		63a918ec9c3f63c5204562fc06522f13	
Библиотека шифрования пароля счетчиков A1700,A1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
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.

ИБК, с периодом в 30 мин., выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УСВ было не более ± 1 с.

От ИБК синхронизируются внутренние часы счетчиков 8 раз в сутки при опросе по GSM связи каждые 3 часа. В случае расхождения часов счетчиков и ИБК 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/ 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	A	ТШ-0,66	44396	300	Ток первичный I ₁
				B	ТШ-0,66	44223		
				C	ТШ-0,66	93465		
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0623122761	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
2	ТП-1001, 0,4 кВ Ввод Т2	ТТ	КТ=0,5 Ктт=1500/5 № 22657-12	A	ТШ-0,66	82772	300	Ток первичный I ₁
				B	ТШ-0,66	54580		
				C	ТШ-0,66	54470		
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0623122767	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
3	ТП-1101, 0,4 кВ Ввод Т3	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 1500/5 № 22657-12	A	ТШ-0,66	17548	300	Ток первичный I ₁
				B	ТШ-0,66	35687		
				C	ТШ-0,66	73485		
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0623122440	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
4	ТП-1101, 0,4 кВ Ввод Т4	ТТ	КТ=0,5 Ктт=1500/5 № 22657-12	A	ТШ-0,66	93434	300	Ток первичный I ₁
				B	ТШ-0,66	93425		
				C	ТШ-0,66	44378		
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0623121893	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q 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 _p Энергия реактивная, W _Q 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 (δ_{WP}/δ_{WQ}) электроэнергия (мощность) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95)

δ _{WP} , %							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение cos φ	для диапазона 1(5) %≤I/I _{НОМ} <20 % W _{P5 %} ≤W _P <W _{P20 %}	для диапазона 20 %≤I/I _{НОМ} <100 % W _{P20 %} ≤W _P <W _{P100 %}	для диапазона 100%≤ I/I _{НОМ} ≤120% W _{P100 %} ≤W _P ≤W _{P120 %}
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
δ _{WQ} , %							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение cos φ (sin φ)	для диапазона 1(5) %≤I/I _{НОМ} <20 % W _{Q1(5) %} ≤W _Q <W _{Q 20 %}	для диапазона 20 %≤I/I _{НОМ} <100 % W _{Q20 %} ≤W _Q <W _{Q100 %}	для диапазона 100%≤ I/I _{НОМ} ≤120% W _{Q100 %} ≤W _Q ≤W _{Q120 %}
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/I_n – значение первичного тока в сети в процентах от номинального

$W_{P1(5)\%}(W_{Q1(5)\%}) - W_{P120\%}(W_{Q120\%})$ - значения электроэнергии при соотношении I/I_n 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 $I_{2мин}$ до $I_{2макс}$	от $I_{1мин}$ до $1,2 I_{1ном}$	-
Напряжение переменного тока, В	от $0,8 U_{2ном}$ до $1,15 U_{2ном}$	—	от 85 до 264
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	0,5 _{инд} ; 1,0; 0,8 _{емк}	0,8 _{инд} ; 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 $\cos \varphi_2 = 0,8$ инд)	—	от $0,25 S_{2ном}$ до $1,0 S_{2ном}$	—

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;
- удалённый 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

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- UF2M	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 multifunctional микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М.16 в соответствии с Методикой поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ.

Средства поверки multifunctional 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.