

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ООО «Белая птица - Белгород» ПС Крейда

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Белая птица - Белгород» ПС Крейда (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям ООО «Белая птица - Белгород», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящая из четырех измерительных каналов.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, вторичные измерительные цепи тока и напряжения, многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS-485 для измерения активной и реактивной энергии;

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) обеспечивает синхронизацию шкалы времени ИВК, сбор информации (результаты измерений, журнал событий), обработку данных и их архивирование, хранение информации в базе данных, доступ к информации и ее передаче в организации-участники ОРЭМ.

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени (УССВ); программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ); каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации

Каналы связи между измерительно-информационными точками учета и ИВК образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

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 ИВК АИИС КУЭ).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS-485 поступает через GSM модемы в ИВК, 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 в формате XML 51070 и 80020.

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 УССВ было не более  $\pm 1$  с.

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

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». 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 с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает  $\pm 1$  единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.07.03
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа - планировщик опроса и передачи данных Amrserver.exe	434b3cd629aabee2c888321c997356b2
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД Amrc.exe	fc1ec6f4a4af313a00efb3af4b5e8602
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД Amra.exe	0c5fc70674f0d1608352431e9dd3c85d
Драйвер работы с БД Cdbora2.dll	234b8084f22314cc2c22841cf6e42f40
Библиотека шифрования пароля счетчиков encryptdll.dll	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Библиотека сообщений планировщика опросов alphamess.dll	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd

### Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ, их метрологические характеристики 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= Красч.	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	ТП-1255 6/0,4кВ, РУНН- 0,4кВ, 1 с.ш., КЛ 0,4 кВ №1 от ТП-1255	ТТ	КТтт=0,5 Ктт= 2000/5 № 28139-07	A	ТТИ-125	D16540	400	Ток первичный, I
				B	ТТИ-125	D16541		
				C	ТТИ-125	D16528		
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 64450-16	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04		1107161061		Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
2	ТП-1255 6/0,4кВ, РУНН- 0,4кВ, 2 с.ш., КЛ 0,4 кВ №2 от ТП-1255	ТТ	КТтт=0,5 Ктт= 2000/5 № 28139-07	A	ТТИ-125	D16526	400	Ток первичный, I
				B	ТТИ-125	D16527		
				C	ТТИ-125	D16525		
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 64450-16	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04		1109161562		Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
3	ТП-1254 6/0,4кВ, РУНН- 0,4кВ, 1 с.ш., КЛ 0,4 кВ №1 от ТП-1254	ТТ	КТтт=0,5 Ктт= 2000/5 № 28139-07	A	ТТИ-125	D16520	400	Ток первичный, I
				B	ТТИ-125	D16519		
				C	ТТИ-125	D16521		
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 64450-16	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04		1109161522		Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
4	ТП-1254 6/0,4кВ, РУНН- 0,4кВ, 2 с.ш., КЛ 0,4 кВ №2 от ТП-1254	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> =0,5 КТ <sub>ТТ</sub> = 2000/5 № 28139-07	A	ТТИ-125	D16524	400	Ток первичный, I
				B	ТТИ-125	D16522		
				C	ТТИ-125	D16523		
		Счетчик	КТ <sub>сч</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 64450-16	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04		1109161508	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время	

Примечания:

КТ - класс точности средства измерений.

К<sub>сч</sub> - коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

КТ<sub>ТТ</sub> - коэффициент трансформации трансформатора тока.

Допускается замена счетчиков и ТТ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в таблице 3. 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 измерения активной/реактивной ( $d_{WP} / d_{WQ}$ ) электроэнергии (мощности) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$d_{WP}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>Т</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>сч</sub>	Значение $\cos j$	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					1(5) % $\epsilon I / I_{ном} < 20 \%$ $W_{P1(5)} \% \epsilon W_P < W_{P20} \%$	20 % $\epsilon I / I_{ном} < 100 \%$ $W_{P20} \% \epsilon W_P < W_{P100} \%$	100% $\epsilon I / I_{ном} \epsilon 120\%$ $W_{P100} \% \epsilon W_P \epsilon W_{P120} \%$
$d_{WP}, \%$							
1-4	0,5	-	0,5s	1,0	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
				0,8	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$
				0,5	$\pm 5,8$	$\pm 3,6$	$\pm 3,0$
$d_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>сч</sub>	Значение $\cos j$	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					1(5) % $\epsilon I / I_{ном} < 20 \%$ $W_{Q1(5)} \% \epsilon W_Q < W_{Q20} \%$	20 % $\epsilon I / I_{ном} < 100 \%$ $W_{Q20} \% \epsilon W_Q < W_{Q100} \%$	100% $\epsilon I / I_{ном} \epsilon 120\%$ $W_{Q100} \% \epsilon W_Q \epsilon W_{Q120} \%$
1-4	0,5	-	1	0,8	+5,7	+3,4	+2,9
				0,5	+4,1	+2,7	+2,5

$I / I_n$  - 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 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012 и ЭД.

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

Наименование параметров, влияющих величин	Допускаемые границы рабочих условий применения СИ для измерительного канала	
	Счетчики	ТТ
1	2	3
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 $1,15 U_{2\text{ном}}$	-
Коэффициент мощности ( $\cos j$ )	от $0,5_{\text{инд.}}$ до $0,8_{\text{емк.}}$	от $0,5_{\text{инд.}}$ до $0,8_{\text{емк.}}$
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5
Температура окружающего воздуха по ЭД, °С	от -40 до +60	от -40 до +55
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл, не более	0,5	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos j_2 = 0,8_{\text{инд}}$ )	-	от $0,25S_{2\text{ном}}$ до $1,0S_{2\text{ном}}$

Таблица 5 - Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:	
Трансформаторы тока	30 000
Счетчик электроэнергии	165 000
ИБП APC Smart-UPS RT 8000VA RM	35 000
Модем GSM и коммуникационное оборудование	50 000
Сервер	50 000
Срок службы, лет:	
Трансформаторы тока;	25
Счетчики электроэнергии;	30
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 сут., на сервере, не менее, 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТТИ-125	12 шт.
Счетчики электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	4 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ	1 шт.
Сервер сбора и БД	Intel	1 шт.
Паспорт-формуляр	ПСК.2017.01.АСКУЭ.31-ПФ	1 экз.
Технорабочий проект	ПСК.2017.01.АСКУЭ.31-ТРП	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 68744-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Белая птица - Белгород» ПС Крейда. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Воронежский ЦСМ» 4 августа 2017 г.

Основные средства поверки:

- прибор сравнения КНТ-03 (рег № 24719-03);
- радиочасы МИР РЧ-01 (рег № 27008-04);
- измеритель многофункциональный характеристик переменного тока Ресурс-UF2-ПТ (рег № 29470-05);
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05МК.04 в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167 РЭ.

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**

приведены в документе «Учет электроэнергии и мощности на энергообъектах. Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Белая птица - Белгород» ПС Крейда». Свидетельство об аттестации методики измерений № 68/12-01.00272-2017 от 07.08.2017 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Белая птица - Белгород»**

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

**Изготовитель**

Акционерное Общество «Первая сбытовая компания» (АО «Первая сбытовая компания»)  
ИНН 3123200083  
Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37  
Телефон: +7 (472) 233-47-18  
Факс: +7 (472) 233-47-28

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области» (ФБУ «Воронежский ЦСМ»)  
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2  
Телефон (факс): +7 (473) 220-77-29  
Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949 от 03.11.2016 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.                      « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.