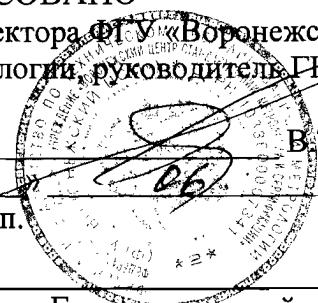


СОГЛАСОВАНО

Зам. директора ФГУ «Воронежский ЦСМ»  
по метрологии, руководитель ГИИСИ

« *CR* » *06* / 2009 г.  
М.П.



<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Филиала ООО «РАСКО» «Воронежский стеклотарный завод»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер <u>40959-09</u></p>
---	---

Изготовлена ООО «Энергоучет» по проектной документации ООО «Энергоучет», г. Воронеж. Заводской номер 01.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Филиала ООО «РАСКО» «Воронежский стеклотарный завод» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для эффективного автоматизированного коммерческого учета электроэнергии (мощности) в Филиале ООО «РАСКО» «Воронежский стеклотарный завод», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), ОАО «АТС», «СО-ЦДУ «ЕЭС».

### ОПИСАНИЕ

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

Таблица 1 - Перечень функций выполняемых АИИС КУЭ, периодичность их выполнения:

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения функции
1	2	3
<b>Уровень измерительно-информационной точки учета (ИИК ТУ)</b>		
Самодиагностика счетчика	Проверка функционирования	Циклическая, непрерывная
Автоматическое измерение физических величин	Формирование профиля нагрузки с получасовым интервалом, сохранность информации при пропадании питания	30 мин
Измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии	Автоматическое архивирование получасовых приращений активной и реактивной энергии с привязкой к календарному времени в энергонезависимой памяти	30 мин
Коррекция времени счетчика	Обеспечение единого календарного времени в системе	Один раз в сутки, от СОЕВ
Контроль несанкционированного доступа, изменения параметров, даты и времени, пропадания питания, выхода за пределы допусков нормируемых величин	Ведение «Журнала событий»	Непрерывно, по факту события Доступ к измеренным данным и «Журналам событий»
<b>Уровень измерительно-вычислительного комплекса с функциями комплекса электроустановки (ИВК с функциями ИВКЭ)</b>		
Чтение коммерческих и служебных данных счетчика	Чтение коммерческих и служебных данных счетчика	Автоматически, по расписанию или запросу ИВК ИВКЭ
Конфигурирование и параметрирование системы и сервера	Описание в СПО конфигурации АИИС КУЭ: -параметров ИИК ТУ (измерительных каналов),	Однократно, при проведении пуско-наладочных работ (ПНР)

1	2	3
	- протоколов доступа к счетчикам; - протоколов выдачи информации на верхние уровни.	
Ведение «Журнала событий» сервера	Ведение журнала событий счетчиков Коррекция времени сервера Пропадание напряжения в сервере Фиксация изменения настроечной информации в «Журнале событий» сервера	1 раз в 30 мин. 1 раз в 30 мин. Непрерывно, по факту события.
Формирование аппаратной и программной защиты от несанкционированного доступа	Предотвращение несанкционированного доступа и искажения информации	Однократно, при проведении ПНР. Проверка периодически
Автоматический сбор данных о состоянии средств измерений	Контроль состояния средств измерений чтение «Журналов событий» ИИК ТУ	Раз в сутки, раз в 30 мин., или по запросу со стороны энергосбытовой компании, ОАО «АТС», РДУ СО-ЦДУ
Приведение результатов измерений к именованным величинам	Обработка результатов измерений при поступлении новых данных	Непрерывно
Обеспечение сохранности результатов измерений	Доступ к результатам измерений. Архивирование результатов измерений в энергонезависимой памяти	При поступлении новых данных
Доступ к данным о состоянии средств измерений	Передача данных о состоянии средств измерений	Раз в сутки, раз в 30 мин., или по запросу со стороны энергосбытовой компании, ОАО «АТС», РДУ СО-ЦДУ
Обеспечение единого календарного времени в системе	Синхронизация времени счетчиков, ИВК с функциями ИВКЭ и АРМ.	Не реже 1 раз в сутки Не реже 1 раз в 30 минут
Проверка наличия коррекции времени счетчика	Контроль за работоспособностью СОЕВ	1 раз в сутки
Резервирование баз данных	Сохранность информации	1 раз в сутки
Восстановление данных	Повторным запуском программы «Энфорс Энергия+», после восстановления связи со счетчика	При отсутствии данных
Довосстановление данных	Довосстановление данных с резервных баз, непосредственно со счетчика	При отсутствии данных
Обеспечение информационного обмена с внешними системами.	Передача данных	В соответствии с Соглашением об информационном обмене
Формирование и передача отчетов в формате ОАО «АТС» результатов измерений	Формирование макетов с электронной цифровой подписью	В соответствии с регламентом реализуется сбытовой компанией
Формирование и передача отчетов в формате ОАО «АТС» данных о состоянии средств измерений	Формирование информации для передачи документов в виде макета 80020 в формате XML с электронной цифровой подписью	В соответствии с Соглашением об информационном обмене реализуется сбытовой компанией
Предоставление данных коммерческого учета электроэнергии смежным субъектам ОРЭ за сутки (месяц)	Формирование макетов с электронной цифровой подписью	В соответствии с Соглашением об информационном обмене реализуется сбытовой компанией
Контроль состояния средств измерений смежным субъектом ОРЭ	Контроль состояния средств измерений смежным субъектом ОРЭ	В соответствии с Соглашением об информационном обмене реализуется сбытовой компанией
Предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу информации в визуальной форме отображения, печатной форме, форме электронного документа	Предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу информации в визуальной форме отображения, печатной форме, форме электронного документа	По запросу и автоматически
Расчет учетных показателей	Приведение данных точек измерения к данным точек учета	Автоматически раз в 30 минут или по запросу
Учет потерь электроэнергии от точки измерения до точки учета	Формирование учетного показателя или формирование потерь	Автоматически раз в 30 минут или по запросу

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 счетчика. 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.

В цифровом виде измеренная в счетчике информация по каналам радиосвязи передается на вход сервера опроса и сервера баз данных (IBM PC совместимый компьютер), где осуществляется автоматизированный сбор, обработка (вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), накопление, формирование и хранение, оформление справочных и отчетных документов, отображение результатов измерений и передача накопленных данных по каналам связи (ГТС коммутируемый и Интернет) вышестоящим пользователям (сбытовая компания – поставщик электроэнергии, ИАСУ КУ ОАО «АТС», филиал ОАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго», «СО-ЦДУ ЕЭС» Воронежское РДУ, ОАО «Воронежская энергосбытовая компания»). Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по ИИК ТУ. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макета 80020 в формате XML.

Состав измерительных каналов. АИИС КУЭ состоит из 2 уровней.

*1-й уровень* – уровень 4 измерительно-информационных точек учета (ИИК ТУ) содержит в своем составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) типов ТПОЛ-10 и ТПЛ-10 по ГОСТ 7746-2001 класса точности (КТ) 0,5;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) типов НТМИ-6-66 и НТМИ-6 по ГОСТ 1983-2001 КТ 0,5;
- вторичные цепи;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровым выходным интерфейсом RS-485 (счетчики) по ГОСТ 30206-94 (активная энергия) и ГОСТ 26035-83 (реактивная энергия) типов СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5s/0,5 и ПСЧ-4ТМ.05.12 КТ 0,5s/1,0;
- технические средства приёма-передачи данных на 2 уровень – радиомодем «Спектр-33»;
- преобразователь-коммутатор ПР 4-4 для согласования работы интерфейсов RS-232C, RS-485;
- систему обеспечения единого времени (СОЕВ) - блок синхронизации времени счетчика БСЧРВ-011 в комплекте с GPS приемником BR-355.

*2-й уровень* – измерительно-вычислительный комплекс с функциями комплекса электроустановки (ИВК с функциями ИВКЭ) содержит в своем составе:

- сервер, реализованный на основе промышленного компьютера с IBM PC - совместимой платформой в серверном исполнении на основе аппаратных средств – сервер HP ProLiant ML350R05 X5140 (2.13GHz-1x4MB) Dual Core 1P, 1GB, 120GB HP-SATA 2.5 ETY 1y WTY;
- источник бесперебойного питания Ippon Smart Power Pro 1000 VA;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа.
- АРМы диспетчера, пользователей;
- технические средства приёма-передачи данных от ИИК ТУ в ИВК с функциями ИВКЭ (радиомодем «Спектр-33»), обмен данными с внешними пользователями– потребителями информации обеспечивается в автоматическом режиме через коммутируемый канал телефонной ГТС и On Line Internet канал (модемы ZyXEL OMNI, ZyXEL ADSL2+).

*Программные средства:*

- ОС Microsoft Windows/server 2003;
- программное обеспечение (ПО) «Энфорс АСКУЭ» (версия 2.2 НСЛГ.466645.018 ПА), содержащее программные модули: Модуль администратора; Модуль администратора отчетов; Модуль ручной обработки данных; Модуль диспетчерского контроля информации АСКУЭ; Модуль ручного ввода (редактирования) данных; Модуль экспорта-импорта данных в формате АСКП; Модуль формирования и отправки актов перетоков электроэнергии (макет 51070) в ЗАО «ЦДР ФОРЭМ»; Модуль формирования и отправки макетов 80020 в ОАО «АТС»; Модуль контроля доставки в ОАО «АТС» макетов 80020; Модуль генерации отчетных форм; Модуль загрузки данных из текстовых файлов «Конфигуратора СЭТ-4ТМ»; Модуль контроля коррекции времени в ИИК.
- ПО «Энфорс Энергия+» (версия 1.6.9 НСЛГ.4666445.018 И4) для сбора коммерческой информации со счетчиков (программа «Collector»);
- ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» для настройки счетчиков.

Организация системного времени. СОЕВ обеспечивает непрерывный прием сигналов точного времени от глобальной спутниковой системы GPS с помощью блока синхронизации времени счетчика БСЧРВ-011 в комплекте с GPS приемником BR-355. Коррекция времени в счетчиках осуществляется блоком БСЧРВ-011 один раз в сутки с точностью  $\pm 2$  с/сут. Коррекция времени в ИВК с функциями ИВКЭ и АРМах - каждые полчаса с точностью  $\pm 2$  с/сут. Источником точного времени для ИВК с функциями ИВКЭ является счетчик СЭТ-4ТМ.02.2, а для АРМ – сервер.

Периодичность и алгоритм коррекции выбраны таким образом, чтобы не вносить дополнительных неучтенных погрешностей в первичные измерения и обеспечивать при этом точность системного времени  $\pm 5$  с/сут.

В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: механическая и программная защита – установка паролей на счетчики, сервер.

Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика. Все электронные компоненты сервера установлены в пломбируемом отсеке. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

### ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3, которые содержат перечень измерительных каналов с указанием наименования присоединений, измерительных компонентов и их метрологических характеристик. В таблице 4 приведены метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ. В качестве относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 2 – Перечень ИК коммерческого учета АИИС КУЭ и их состав

Канал измерений		Средство измерений			Ктт ·Ктн ·Ксч	Наименование измеряемой величины		
№ ИК, код ОАО 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		
	Филиал ООО «РАСКО» «Воронежский стеклотарный завод»	№ _____	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии Филиала ООО «РАСКО» «Воронежский стеклотарный завод»	№ 01		Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время		
1	РУ-2 6 кВ яч.7 Филиал ООО «РАСКО» «ВСЗ»	ТТ	КТ=0,5; Ктт=1500/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	066	Ток первичный, $I_1$	
				С	ТПОЛ-10	2267		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	1926	18000	Напряжение первичное, $U_1$
				В				
				С				
		Счетчик	КТ=0,5/0,5 Ксч=1 № 20175-01 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	СЭТ-4ТМ.02.2		06052418	Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
2	РУ-2 6 кВ яч.33 Филиал ООО «РАСКО» «ВСЗ»	ТТ	КТ=0,5; Ктт=1500/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	447	Ток первичный, $I_1$	
				С	ТПОЛ-10	2268		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	6252	18000	Напряжение первичное, $U_1$
				В				
				С				
		Счетчик	КТ=0,5/0,5 Ксч=1 № 20175-01 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	СЭТ-4ТМ.02.2		06052537	Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
3	РУ-2 6 кВ яч.11 Филиал ООО «РАСКО» «ВСЗ»	ТТ	КТ=0,5 Ктт=150/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	13153	Ток первичный, $I_1$	
				С	ТПЛ-10	13158		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	1926	1800	Напряжение первичное, $U_1$
				В				
				С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 27779-04 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05		0309070424	Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
4	РУ-2 6 кВ яч.31 Филиал ООО «РАСКО» «ВСЗ»	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	15811	Ток первичный, $I_1$	
				С	ТПОЛ-10	13607		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	6252	7200	Напряжение первичное, $U_1$
				В				
				С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 27779-04 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05		0301075098	Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	

Примечание - Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
1	2	3
Количество ИК коммерческого учета.	4	-
Номинальное напряжение на вводах системы, В	6000/100	ИК № 1 - 4
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	1500/5 600/5 150/5	ИК № 1, 2 4 3
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8_{\text{инд}}$ ), В·А	10 15	ИК № 1, 3 2, 4
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2=0,8_{\text{инд}}$ ), В·А	75	ИК № 1 - 4

Таблица 4 - Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной (реактивной) электроэнергии (мощности) для реальных<sup>1</sup> условий эксплуатации ИК № 1-4 АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$\delta_{W_P}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение $\cos \varphi$	$5\% \leq I/I_n < 20\%$	$20\% \leq I/I_n < 100\%$	$100\% \leq I/I_n < 120\%$
					$W_{P5\%} \leq W_P < W_{P20\%}$	$W_{P20\%} \leq W_P < W_{P100\%}$	$W_{P100\%} \leq W_P \leq W_{P120\%}$
1-4	0,5	0,5	0,5 0,5s	1,0	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$
				0,8	$\pm 3,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$
				0,5	$\pm 5,6$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$
$\delta_{W_Q}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение $\cos \varphi (\sin \varphi)$	$5\% \leq I/I_n < 20\%$	$20\% \leq I/I_n < 100\%$	$100\% \leq I/I_n < 120\%$
					$W_{Q5\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$	$W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$	$W_{Q100\%} \leq W_Q \leq W_{Q120\%}$
1, 2	0,5	0,5	0,5	0,8(0,6)	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$
				0,5(0,87)	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$
3, 4	0,5	0,5	1,0	0,8(0,6)	$\pm 4,9$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$
				0,5(0,87)	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов в сутки, с/сут  $\pm 5$

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 по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 26035-83

Таблица 5-Условия эксплуатации

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала		
	Счетчики	ТТ	ТН
Компоненты АИИС КУЭ			
Сила переменного тока, А	$I_{2\text{ном}} - I_{2\text{макс}}$	$I_{1\text{мин}} - 1,2 I_{1\text{ном}}$	-
Напряжение переменного тока, В	$0,9U_{2\text{ном}} - 1,1 U_{2\text{ном}}$	-	$0,9U_{1\text{ном}} - 1,1U_{1\text{ном}}$
Коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ )	$0,5_{\text{инд}} - 1,0 - 0,8_{\text{емк}}$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$
Частота, Гц	47,5 - 52,5	47,5 - 52,5	47,5 - 52,5
Температура окружающего воздуха, °С -По ЭД - Реальные	От минус 40 до плюс 55 От 5 до 35	От минус 40 до плюс 60 От 5 до 35	От минус 40 до плюс 60 От 5 до 35
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	-	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8_{\text{инд}}$ )	-	$0,25S_{2\text{ном}} - 1,0S_{2\text{ном}}$	-
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2=0,8_{\text{инд}}$ )	-	-	$0,25S_{\text{ном}} - 1,0S_{\text{ном}}$

<sup>1</sup> Под реальными условиями эксплуатации понимаются условия конкретного применения СИ, составляющие часть или, в частном случае, совпадающие с рабочими условиями, регламентированными в НД на СИ.

<sup>2</sup>  $I/I_n$  - значение первичного тока в сети в % от номинального

<sup>3</sup>  $W_{P5\%}(W_{Q5\%}) - W_{P120\%}(W_{Q120\%})$  - значения электроэнергии при  $I/I_n$  5 - 120%

## Надежность применяемых в системе компонентов

Для трансформаторов тока:

- среднее время наработки на отказ не менее 400000 ч,
- срок службы, не менее 25 лет

Для трансформаторов напряжения:

- среднее время наработки на отказ не менее 440000 ч,
- срок службы, не менее 25 лет

Для счётчиков электроэнергии:

- среднее время наработки на отказ (СЭТ-4ТМ.02.2) не менее 55000 ч, (ПСЧ-4ТМ.05) не менее 90000 ч
- среднее время восстановления не более 2 ч;
- срок службы, не менее 30 лет

Для сервера:

- коэффициент готовности не менее 0,99,
- среднее время наработки на отказ не менее 40000 ч,
- среднее время восстановления не более 1 ч.

Для СОЕВ:

- среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч,
- среднее время восстановления не менее 0,5 ч;
- блок синхронизации срок службы, не менее 25 лет

Для каналообразующей аппаратуры:

- среднее время наработки на отказ:  
радиомодем «Спектр 433» не менее 25000 ч,  
модемы ZyxEL OMNI и ZyxEL ADSL2+ не менее 44000 ч,  
сетевой коммутатор ZyxEL ES-4024 не менее 219793 ч,
- среднее время восстановления не менее 0,4 ч.

Для каналов передачи данных:

- коэффициент готовности не менее 0,95,
- скорость передачи данных 9600 бит/с.

## Надежность системных решений:

- резервирование питания счетчика;
- наличие резервного сервера с резервной базой данных;
- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий в журнале событий счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике

Регистрация событий в журнале событий сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в сервере.

Контроль полноты и достоверности результатов и состояния средств измерений.

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выходных клемм трансформаторов тока и напряжения;
- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера

### Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере.

### Глубина хранения информации:

- счетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер - суточные данные о 30-ти приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 3,5 года (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3,5 года; хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии Филиала ООО «РАСКО» «Воронежский стеклотарный завод».

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки.

### ПОВЕРКА

1. Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно–измерительная коммерческого учета электроэнергии Филиала ООО «РАСКО» «Воронежский стеклотарный завод». Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Воронежский ЦСМ» в июне 2009 г.

Таблица 6 - Перечень эталонов и вспомогательных средств, применяемых при проверке АИИС

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 80-106 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 0-460 В Ток 0-6 А Частота 45-65 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 ВА; 19,99 ВА; 199,9 ВА	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиочасы	МИР-1	ПГ ±0,003 ВА ПГ ±0,03 ВА ПГ ±0,3 ВА	Использование сигнала точного времени



1	2	3	4
9. Секундомер	СОСпр-1	0-30 мин., ЦД 0,1 с	При определении погрешности хода системных часов
10. Переносной компьютер (ноутбук)			Для непосредственного считывания информации со счетчиков
11. Устройство сопряжения оптическое	УСО-2		Преобразователь сигналов для считывания информации со счетчиков через оптический порт
12. ПО: «Энфорс АСКУЭ», ПО «КонфигураторСЭТ-4ТМ»			Тестовые файлы, пусконаладочные, настроечные, диагностические работы по проверке функционирования счетчиков, АИИС в целом.

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчики по методикам поверки, согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ», ИЛГШ.411152.126 РЭ1 (ПСЧ 4ТМ.05) и ИЛГШ.411152.087 РЭ1 (СЭТ-4ТМ.02-02),

Межповерочный интервал АИИС КУЭ - 4 года.

### НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ Р 8.596-002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Технорабочий проект Автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии Филиала ООО «РАСКО» «Воронежский стеклотарный завод» НСЛГ.466645.018 РП

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Филиала ООО «РАСКО» «Воронежский стеклотарный завод», заводской номер 01, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

### ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «Энергоучет»

Юридический адрес: 394007, г. Воронеж, ул. Ленинградская, 26а, 84

Тел. (4732) 42-89-81

Директор ООО «Энергоучет»



С.В. Любкин