

Подлежит публикации  
в открытой печати

Приложение к свидетельству  
№ 40967 об утверждении типа  
средств измерений

Руководитель  
ГЦИ СИ ФГУ  
«Всероссийский центр стандартизации и метрологии»  
городской ЦСМ»



Решетник И.И.

2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «СЭСК»

Внесена в Государственный реестр средств измерений  
Регистрационный № 45349-10

Изготовлена ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ» для коммерческого учета электроэнергии ОАО «СЭСК» по проектной документации ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ», согласованной с ОАО «АТС», заводской номер 045.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «СЭСК» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-, 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение календарного времени и интервалов времени;
- 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., 60 мин., 1 день, 1 месяц);
- перезапуск АИИС;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений организациям, имеющим соглашения

Описание типа для государственного реестра информационного обмена с ОАО «СЭСК» – участникам оптового рынка электроэнергии;

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Система реализуется в виде совокупности совместно функционирующих уровней и подуровней (связующих компонентов), взаимодействующих через общие базы данных в интерактивном режиме работы.

АИИС КУЭ является иерархической, трехуровневой, интегрированной, автоматизированной измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и состоит из 14-х информационно-измерительных каналов (далее – ИИК ТУ); измерительно-вычислительного комплекса (далее – ИВК) АИИС КУЭ.

Информационно-измерительные каналы точек учета АИИС КУЭ включают следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности (далее - КТ) 0,2 S и 0,5 по ГОСТ 7746;
- измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983;
- многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии типа «Альфа А1800» класса точности 0,5S/1 по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии.

Перечень информационно-измерительных каналов точек учета, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИИК ТУ, номера регистрации в Государственном реестре средств измерений представлены в таблице 1.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – «уровень информационно-измерительного комплекса точки учета» (уровень ИИК ТУ), выполняющий функцию измерений и включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983, вторичные цепи и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа «АЛЬФА А1800» класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии), установленных на объектах ОАО «СЭСК» и соответствующие связующие компоненты.

2-й уровень – «уровень информационно-вычислительного комплекса» (ИВКЭ) АИИС КУЭ, представляет собой совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенных для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики состояний средств и объектов в пределах одной электроустановки.

Уровень ИВКЭ включает в себя

– аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи и специализированное программное обеспечение (ПО) Альфа Центр;

– Одно УСПД типа RTU-325E-256-M4-B3-G, предназначенное для накопления, обработки информации, поступающей удаленным способом с уровня ИИК ТУ (счетчики) и формирования данных для передачи в автоматическом режиме на вышестоящий уровень (реализовано в рамках проекта АИИС КУЭ ЗАО «Саровская генерирующая компания»);

– устройства синхронизации системного времени (УССВ) - ( реализовано в рамках проекта АИИС КУЭ ЗАО «Саровская генерирующая компания»);

3-й уровень информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер базы данных АИИС КУЭ (далее – сервер БД), реализовано в рамках проекта АИИС КУЭ ЗАО «Саровская генерирующая компания» и программное обеспечение (далее - ПО);

– одно автоматизированное рабочее место персонала (далее - АРМ).

Уровень ИИК ТУ представляет собой функционально объединенную и территориально локализованную совокупность программно-технических средств учета электроэнергии. На данном уровне формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений. Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. 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, реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мгновенной мощности, вычисляется для 30- минутных интервалов времени.

В состав ИИК ТУ входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, измерительные цепи, а также счетчики, в совокупности образующие сложный измерительный канал, сигналы с выхода которого используются для получения результатов косвенных, совокупных или совместных измерений электрической энергии по всем точкам учета, задействованным в АИИС КУЭ ОАО «СЭСК».

Информационный обмен между уровнями осуществляется по выделенному каналу связи, организованный по интерфейсу RS -485 кабелем Nexans FTR 24AWG 4x2x0.6 и по

Описание типа для государственного реестра коммутируемому радиоканалу стандарта GSM 900/1800 регионального оператора сотовой связи

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на УСПД (уровень ИВКЭ), где осуществляется обработка измерительной информации – перевод числа импульсов в именованные величины кВт·ч, квар·ч, умножение измеренного счётчиками количества электроэнергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передачу накопленных данных на сервер БД, реализовано в рамках проекта внедрения АИИС КУЭ ОАО «СЭСК – СГ».

На Сервере формируются отчётные и справочные формы, которые передаются по каналам сотовой связи через интернет-провайдер на сервер Филиала ОАО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ г.Нижний Новгород, ОАО «Нижегородская сбытовая компания», ОАО «Нижновэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», ИАСУ КУ ОАО «АТС» и по каналу корпоративной ЛВС на Автоматизированное рабочее место (Далее АРМ) ЗАО Саровская сбытовая компания г.Саров, ОАО «Саровская электросетевая компания» г.Саров, ЗАО «Саровская генерирующая компания» г.Саров, ОАО «Обеспечение РФЯЦ ВНИИЭФ» г.Саров.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), на базе устройства синхронизации времени Метроника-235, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации времени обеспечивает коррекцию и поддержание системного времени информационно-вычислительных компонентов на всех уровнях АИИС КУЭ (счетчик, УСПД, сервер) по единому астрономическому времени, реализуемому во время сеансов связи между уровнями. Корректировка времени уровня ИВКЭ производится один раз в час при рассогласовании более  $\pm 2$ с. Уровень ИВКЭ (УСПД) осуществляет коррекцию времени счетчиков, сличение времени осуществляется при каждом сеансе связи (допустимое рассогласование не превышает  $\pm 2$ с). Допустимая погрешность измерений календарного времени системы  $\pm 5$ с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дату, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Передача информации в организации – участники ОРЭ, осуществляется от сервера БД по внешнему каналу связи: основному и резервному. Основной канал связи организован по цифровому условно выделенному каналу связи до провайдера интернет, резервный - по коммутируемому радиоканалу стандарта GSM 900/1800 регионального оператора сотовой связи. Основные технические характеристики представлены в таблице 2.

**Перечень средств измерений в измерительных каналах АИИС**

Таблица 1

Канал измерений			Средство измерений			Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Вид учёта	Наименование объекта учёта, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер		
		ОАО «СЭСК»	АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ОАО «СЭСК»	№045	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
			ИВК	№ 20481-00	«Альфа-Центр»	-	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
			УСПД	№ 19495-03	RTU-325E-256-M4-B3-G	№ 00882	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
			УССВ		УССВ-35HVS	№ 006013	Календарное время

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>сч</sub>	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской №		
<b>ПС-40А, ОРУ-220 кВ; Т-3 220 кВ;  ИК №1.01</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =300/5; №26006-06	А	ТФЗМ-220Б У1	7263	Ток первичный I <sub>1</sub>
			В	ТФЗМ-220Б У1	7264	
			С	ТФЗМ-220Б У1	7255	
	ТН	КТ=0,5; К <sub>ТН</sub> =220000/√3/100/√3; №159-49	А	НКФ-220-58	1110277	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			В	НКФ-220-58	1111633	
			С	НКФ-220-58	1111623	
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>с</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01207565	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>P</sub> ; энергия реактивная W <sub>Q</sub> (:в двух направлениях); календарное время

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				Клт*Клтн*Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип			
<p><b>ПС-40А, ОРУ-110 кВ; ВЛ-110 кВ №181 1С;  ИК №1.02</b></p>	ТТ	КТ=0,2S; Ктт=600/5; №29687-05	A	OSKF 123	472474	Ток первичный I <sub>1</sub>
			B	OSKF 123	472476	
			C	OSKF 123	472475	
	ТН	КТ=0,5; Ктн=110000/√3/100/√3; №26452-06	A	НКФ-110-II-Y1	61427	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			B	НКФ-110-II-Y1	61646	
			C	НКФ-110-II-Y1	61800	
			A	НКФ-110-57	1054141	
			B	НКФ-110-57	1054250	
			C	НКФ-110-57	1059048	
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А Rc = 40000имп/кВт•ч Ксч=1; №31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01207559	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>P</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> ; (в двух направлениях); календарное время

Продолжение таблицы .1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				Ктт*Ктн*Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип			
<b>ГПП-40, ЛЭП-35 кВ "Е"; ОРУ-35 кВ;  ИК №2.01</b>	ТТ	КТ=0,5; Ктт=200/5; №26417-06	А	ТФЗМ-35А-ХЛ1	71153	Ток первичный I <sub>1</sub>
			В	ТФЗМ-35А-ХЛ1	71152	
			С	ТФЗМ-35А-ХЛ1	71041	
	ТН	КТ=0,5; Ктн=35000/√3/100/√3; №19813-05	А	НАМИ-35 УХЛ1	536	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			В			
			С			
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А Rc = 40000имп/кВт•ч Ксч=1; №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		01207520	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>P</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> (в двух направлениях); календарное время

Продолжение таблицы.1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>сч</sub>	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип			
<b>ГПП-40, ЛЭП-35 кВ "Н"; ОРУ-35 кВ;  ИК №2.02</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =200/5; №26417-06	А	ТФ3М-35А-ХЛ1	71045	Ток первичный I <sub>1</sub>
			В	ТФ3М-35А-ХЛ1	71151	
			С	ТФ3М-35А-ХЛ1	71146	
	ТН	КТ=0,5; К <sub>ТН</sub> =35000/√3/100/√3; №912-05	А	ЗНОМ-35-65 У1	1220690	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			В	ЗНОМ-35-65 У1	1464353	
			С	ЗНОМ-35-65 У1	1220845	
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>с</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		01207522	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>p</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> (:в двух направлениях); календарное время

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>сч</sub>	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской №			
<b>ГПП-40, ЗРУ-6 кВ, яч.2;  ИК №2.03</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =400/5; №2473-05	А	ТЛМ-10 У3	02109	Ток первичный I <sub>1</sub>	
			В	–	–		
			С	ТЛМ-10 У3	02107		
	ТН 1 с.ш.	КТ=0,5; К <sub>ТН</sub> =6000/100; №20186-05	А	НАМИ–10-95 УХЛ 2	1131	4800	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			В				
			С				
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>c</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3		01207519	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>p</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> (:в двух направлениях); календарное время	

Продолжение таблицы .1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>сч</sub>	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской №			
<b>ГПП-40, ЗРУ-6 кВ, I с.ш.;яч.23;  ИК №2.04</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =300/5; №25433-08	A	ТЛО-10 У3	3503	3600	Ток первичный I <sub>1</sub>
			B	---	---		
			C	ТЛО-10 У3	4954		
	ТН	КТ=0,5; К <sub>ТН</sub> =6000/100; №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	1131	3600	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			B				
			C				
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>c</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	A1805RL-P4GB-DW-3		01207530	3600	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>p</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> календарное время

Продолжение таблицы.1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений					К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>сч</sub>	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской №				
<b>ГПП-40, ЗРУ-6 кВ, яч.49; ИК №2.05</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =1000/5; №1856-63	А	ТВЛМ-10	81523	12000	Ток первичный I <sub>1</sub>	
			В	---	---			
			С	ТВЛМ-10	97941			
	ТН 2 с.ш.	КТ=0,5; К <sub>ТН</sub> =6000/100; №02611-70	А	НТМИ-6-66 У3	1842		12000	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			В					
			С					
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>c</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3		01207517		12000	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>p</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> (:в двух направлениях); календарное время

Продолжение таблицы .1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений					К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>сч</sub>	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской №				
<b>ТП-425, яч.13</b>  <b>РУ-6 кВ,</b>  <b>ИК №3.01</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =200/5; № 7069-07	A	ТОЛ-10 УТ2,1	10404	12000	Ток первичный I <sub>1</sub>	
			B	---	---			
			C	ТВЛМ-10 УТ 2,1	700			
	ТН 1 с.ш.	КТ=0,2; К <sub>ТН</sub> =6000/100; №11094-87	A	НАМИ-10 УЗ	2125		12000	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			B					
			C					
	ТН 2 с.ш.	КТ=0,5; К <sub>ТН</sub> =6000/√3/100/√3; №3344-04	A	ЗНОЛ-06 6УЗ	1542		12000	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			B	ЗНОЛ-06 6УЗ	1337			
			C	ЗНОЛ-06 6УЗ	1539			
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>c</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3		01207518		12000	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>P</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> (:в двух направлениях); календарное время

Продолжение таблицы .1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>сч</sub>	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской №			
<b>ТП-18, РУ-6 кВ, яч.4; ИК №4.01</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =150/5; №1276-59	А	ТПЛ-10	14909	Ток первичный I <sub>1</sub>	
			В	–	–		
			С	ТПЛ-10	14078		
	ТН	КТ=0,5; К <sub>ТН</sub> =6000/100; №16687-07	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2	0913	1800	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			В				
			С				
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>c</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3		01207546	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>P</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> (:в двух направлениях); календарное время	

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>Сч</sub>	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской №			
<b>ТП-420, яч.12; ИК №5.01</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =100/5; №1276-59	А	ТПЛ-10 У3	86974	Ток первичный I <sub>1</sub>	
			В	–	–		
			С	ТПЛ-10 У3	85937		
	ТН 2 с.ш.	КТ=0,5; К <sub>ТН</sub> =6000/100; № 02611-70	А	НТМИ-6-66 У3	АПВ	1200	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			В				
			С				
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>с</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	А1805RL-P4GB-DW-3		01207528	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>P</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> ; календарное время	

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>Сч</sub>	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской №			
<b>ТП-420, яч.7;</b> <b>ИК №5.02</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =100/5; №1276-59	А	ТПЛ-10 У3	85464	Ток первичный I <sub>1</sub>	
			В	–	–		
			С	ТПЛ-10 У3	86447		
	ТН 1 с.ш.	КТ=0,5; К <sub>ТН</sub> =6000/100; №02611-70	А	НТМИ-6-66 У3	АПТ	1200	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			В				
			С				
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>с</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	А1805RL-P4GB-DW-3		01207531	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>P</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> календарное время	

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений					К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>СЧ</sub>	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской №		
<b>ТП-420, Т-2 0,4 кВ;  ИК №5.03</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =400/5; №17551-06	А	Т-0,66 У3	00942	80	Ток первичный I <sub>1</sub>
			В	Т-0,66 У3	174765		
			С	Т-0,66 У3	195753		
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>с</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	A1805RL-P4GB-DW-4		01207557		Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>P</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> : календарное время

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				К <sub>ТТ</sub> *К <sub>ТН</sub> *К <sub>Сч</sub>	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской №			
<b>ТП-420, Т-1 0,4 кВ;  ИК №5.04</b>	ТТ	КТ=0,5; К <sub>ТТ</sub> =400/5; №6891-78	А	Т-0,66	195752	80	Ток первичный I <sub>1</sub>
			В	Т-0,66	506099		
			С	Т-0,66	506098		
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А R <sub>c</sub> = 40000имп/кВт•ч К <sub>сч</sub> =1; №31857-06	A1805RL-P4GB-DW-4		01207558	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>P</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> календарное время	

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				Ктт*Ктн*Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской №		
<b>ПС "Дивеево", ОРУ-110кВ ВЛ-182;  ИК №6.01</b>	ТТ	КТ=0,5; Ктт=600/5; №29687-05	A	ТФМ-110	2560	Ток первичный I <sub>1</sub>
			B	ТФМ-110	7890	
			C	ТФМ-110	2525	
	ТН 1 с.ш.	КТ=0,5; Ктн=110000/√3/100/√3; №14205-05	A	НКФ-110-57 У1	11527	Напряжение первичное U <sub>1</sub>
			B	НКФ-110-57 У1	11525	
			C	НКФ-110-57 У1	11442	
	ТН 2 с.ш.		A	НКФ-110-57 У1	11476	
			B	НКФ-110-57 У1	11500	
			C	НКФ-110-57 У1	11433	
	Счетчик	КТ=0,5S/1; U=100В; I=5(10)А Rc = 40000имп/кВт•ч Ксч=1; №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4	01207521	Напряжение вторичное U <sub>2</sub> ; ток вторичный I <sub>2</sub> ; энергия активная W <sub>P</sub> , энергия реактивная W <sub>Q</sub> . (в двух направлениях); календарное время	

*Примечания:*

1. В Таблице 2 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - параметры сети для ИК: диапазон напряжения -  $(0,99 \div 1,01)U_n$ ;
  - диапазон силы тока -  $(0,05 \div 1,2)I_n$ ; для ИК № 1.01, 2.01 - 2.05, 3.01, 4.01, 5.01 – 5.04, 6.01 и  $(0,01 \div 1,2)I_n$ ; для ИК № 1.02;
  - диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ;
  - частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
  - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более 0,05 мТл;
  - температура окружающего воздуха, предельные отклонения допускаемые по ТД для: ТН и ТТ - от  $-60^\circ\text{C}$  до  $+45^\circ\text{C}$ ; счетчиков - от  $-40^\circ\text{C}$  до  $+65^\circ\text{C}$ ; ИВК - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)$  %;
  - атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.
3. Рабочие условия эксплуатации:
  - для ТТ и ТН:
    - параметры сети для ИК: диапазон напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U$ ;
    - диапазон силы первичного тока -  $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$  для ИК № 1.02;
    - диапазон силы первичного тока -  $(0,05 \div 1,2)I_{н1}$  для ИК № 1.01, 2.01 - 2.05, 3.01, 4.01, 5.01 – 5.04, 6.01;
    - коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
    - относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)$  %;
    - атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.
    - температура окружающего воздуха для ТТ и ТН для ИК 1.01, 1.02, 2.01, 2.02, 6.01 от  $-35^\circ\text{C}$  до  $+35^\circ\text{C}$ ; для ИК № 2.03, 2.04, 2.05, 3.01, 4.01, 5.01 – 5.04 от  $-15^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;

Для электросчетчиков:

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,05 мТл;
- температура окружающего воздуха для ИК № 1.01 – от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ; для ИК № 1.02, 2.01, 2.02, 6.01 – от  $+5^\circ\text{C}$  до  $+35^\circ\text{C}$ ; для ИК № 2.03 – 2.05, 3.01, 4.01, 5.01 – 5.04 - от  $-15^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом установленном на ОАО «СЭСК» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T=50000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $t_v=2$  ч.;
- сервер БД - среднее время наработки на отказ не менее  $T=60000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $t_v=1$  ч..

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью источника гарантированного питания типа АРС. Переключение на источник резервного питания осуществляется автоматически;
- резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование внутренних каналов передачи данных – сервер БД);
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии по телефонной сети общего пользования и GSM-каналу связи с использованием GSM- терминала Siemens MC-35 T;
- резервирование информации.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал событий ИВК:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в ИВК (сервер БД);
- журнал событий Сервера БД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательных коробок;
  - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации( возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет при 25 °С, 2 года при 60 °С;
- ИВК – глубина хранения информации при отключении питания - не менее 5 лет.

## **ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «СЭСК».

## **КОМПЛЕКТНОСТЬ**

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

## **ПОВЕРКА**

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «СЭСК», БЕКВ.422231.045 Методика поверки, утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в августе месяца 2010г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа «Альфа А 1800» в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии Альфа А 1800 Методика поверки», согласованной ФГУ Ростест – Москва в октябре 2006г.
- Устройство сбора и передачи данных, поверка производится в соответствии с документом «ДЯИМ.466453.005 МП УСПД RTU – 325. Методика поверки».
- устройство синхронизации времени (УСВ-1), принимающее сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). Поверка производится в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТИ» в декабре 2004 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2».

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

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

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

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

МИ 2999-2006 «Рекомендации по составлению описания типа»

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ)ОАО «СЭСК».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «СЭСК», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

### ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ»

350033 г. Краснодар, Ставропольский край

Генеральный директор  
ЗАО «РИТЭК – СОЮЗ»



Фридман Л.М.