

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гарантэнергосервис».

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гарантэнергосервис» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.01 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии); 1,0 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии); 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), СЭТ-4ТМ.03М.01 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии); 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ на базе программного обеспечения «Пирамида 2000» (далее – ПО «Пирамида 2000»), сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней 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 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, 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.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Счетчики передают информацию по линиям связи на сервер (ИВК) АИИС КУЭ ООО «Гарантэнергосервис», а так же на сервера сбора данных смежных субъектов. Передача данных осуществляется с помощью GSM-стандарта мобильной связи. Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения на сервере. На сервер данные поступают по основным каналам связи (существующая сеть мобильной связи стандарта GSM).

Основным способом сбора информации является прямой опрос счетчиков сервером баз данных ИВК. Сбор информации от счетчиков осуществляется по каналам связи сервером баз данных ИВК. Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения, которое функционирует на сервере ИВК.

Резервным способом сбора информации от счетчиков является обмен данным с серверами смежных субъектов:

- ОАО "РКС-энерго"
- ОАО "АтомЭнергоСбыт"
- ОАО "Петербургская сбытовая компания"
- филиал ОАО "МРСК Северо-Запада" "Новгородэнерго"

Данные передаются в формате 80020

В сервере ИВК осуществляется хранение, обработка и предоставление на АРМ по локальной сети предприятия собранной информации, а также дальнейшая ретрансляция по существующим каналам связи в заинтересованные организации.

Результаты измерений, подписанные электронно-цифровой подписью (ЭЦП), передаются с сервера БД в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0 в ОАО «АТС» и смежным субъектам ОРЭ

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-2 (Госреестр № 41681, зав. № 3028) на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов сервера БД с часами УСВ-2 происходит каждую секунду, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Идентификационное наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Пирамида 2000»	Метрологический модуль	Metrology.dll	Версия 1.0.0.0	52e28d7b60879 9bb3ccea41b548 d2c83	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня и метрологические характеристики измерительных каналов приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня					К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер					Основная Погрешность ИК, ± %	ИИ в рабочих условиях эксплуатации,
1	2		3	4		5	6	7	8		
1	ПС 110/35/6 "Выползово", ВЛ-110 кВ "Валдайская-1"	ТТ К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 2793-71	A	ТФНД-110М	466	66000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7	
			B	ТФНД-110М	499						
			C	ТФНД-110М	473						
		ТН-1 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1	942285						
			B	НКФ-110-57У1	971594						
			C	НКФ-110-57У1	952834						
		ТН-2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1	932909						
			B	НКФ-110-57У1	952847						
			C	НКФ-110-57У1	942512						
		Счетчик К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0108051171						
2	ПС 110/35/10 кВ "Выползово", ОВ-110 кВ	ТТ К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/1 № 30559-05	A	ТВИ-110	61	330000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7	
			B	ТВИ-110	62						
			C	ТВИ-110	63						
		ТН-1 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1	932909						
			B	НКФ-110-57У1	952847						
			C	НКФ-110-57У1	942512						
		ТН-2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1	942285						
			B	НКФ-110-57У1	971594						
			C	НКФ-110-57У1	952834						
		Счетчик К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0109053019						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3	ПС 110/35/6 "Выползово", ЗРУ-6 кВ, яч. № 3, ВЛ-6 кВ "Валдай-1"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	32432	1200	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,1	5,5
				В	-	-					
				С	ТПЛ-10	32433					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	78941					
				В							
				С							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0109053074		Реактивная	2,3	2,7			
4	ПС 110/35/6 "Выползово", ЗРУ-6 кВ, яч. № 11, ВЛ-6 кВ "ДЭУ"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	32477	1200	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,1	5,5
				В	-	-					
				С	ТВЛМ-10	32478					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	51213					
				В							
				С							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0109052150		Реактивная	2,3	2,7			
5	ПС 110/35/6 "Выползово", ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ "ЛЭП №2"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 3690-73	А	ТФН-35М	5778	14000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,1	5,5
				В	-	-					
				С	ТФН-35М	1750					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 19813-00	А	НАМИ-35 УХЛ1	517					
				В							
				С							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0109052214		Реактивная	2,3	2,7			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
6	ПС 35/10 кВ "Насакино", КРУН 10 кВ, яч. №2, ВЛ-10 кВ "Валдай"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 30/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	34432	600	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,1	5,5
				B	ТПЛ-10	34433					
				C	ТПЛ-10	34434					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-53	A	НТМИ-10	815					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0109067137	Энергия реактивная	2,3	2,7				
7	ПС 110/35/10 кВ "Елисеєво", ввод ВЛ-110 кВ "Труд-Елисеєво"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 2793-71	A	ТФНД-110М	15	22000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,2	5,7
				B	ТФНД-110М	1661					
				C	ТФНД-110М	49					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1	952996					
				B	НКФ-110-57У1	952841					
				C	НКФ-110-57У1	952831					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0109052102	Энергия реактивная	2,5	3,5				
8	ПС 110/35/10 "Труд", ВЛ-110 кВ "Труд-Елисеєво"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 26422-06	A	ТФЗМ 110Б-IV	2830	66000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,1	2,7
				B	ТФЗМ 110Б-IV	2829					
				C	ТФЗМ 110Б-IV	2831					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1	1047612					
				B	НКФ-110-57У1	1047577					
				C	НКФ-110-57У1	1047529					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0109056154	Энергия реактивная	2,3					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10							
9	ПС 110/10 "Газовая", ввод ВЛ-110 кВ "Валдайская-1"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 26420-04	A	ТФЗМ 110Б-І	28291	66000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5							
				B	ТФЗМ 110Б-І	27791												
				C	ТФЗМ 110Б-І	27773												
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1	9701												
				B	НКФ-110-57У1	9737												
				C	НКФ-110-57У1	9707												
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054087												
		10	ПС 110/35/6 "Рогавка", ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Тесовекая-6	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 3690-73	A						ТФН-35М	16013	10500	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
						B						-	-					
C	ТФЗМ 35А-У1					50132												
ТН-1	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 187-49			A	НОМ-35	693514												
				B	НОМ-35	701453												
				C	НОМ-35	557013												
ТН-2	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 187-49			A	НОМ-35	360001												
				B	НОМ-35	593671												
				C	НОМ-35	701399												
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03.01		0109054052												

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
11	ПС 110/10 кВ "Киприя", ВЛ 110 кВ "Киприйская-1"	ТТ	ф. А, В К _Т = 0,5 ф. С К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 ф. А, В № 2793-71 ф. С № 16023-97	A	ТФНД-110М	6779	66000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	ТФНД-110М	0704					
				C	ТФМ-110	7692					
		ТН-1	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1	1024490					
				B	НКФ-110-57У1	1024538					
				C	НКФ-110-57У1	1101288					
		ТН-2	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-83	53110					
				B	НКФ-110-83	53108					
				C	НКФ-110-83	53158					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054079					
12	ПС 110/10 кВ "Киприя", ОВ 110 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 16023-97	A	ТФМ-110	8378	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	ТФМ-110	8379					
				C	ТФМ-110	8377					
		ТН-1	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-83	53110					
				B	НКФ-110-83	53108					
				C	НКФ-110-83	53158					
		ТН-2	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1	1024490					
				B	НКФ-110-57У1	1024538					
				C	НКФ-110-57У1	1101288					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054110					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10							
13	ПС 110/35/6 кВ № 31 "Рогавка", ВЛ 110 кВ "Милодежская-1"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-71	A	ТНДФ-110М	1020	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,3	5,7							
				B	ТНДФ-110М	1034												
				C	ТНДФ-110М	1029												
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1	708846												
				B	НКФ-110-57У1	50377												
				C	НКФ-110-57У1	957013												
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0811120716	Реактивная	2,5	4,2											
14	ПС 110/35/6 кВ № 31 "Рогавка", ВЛ 35 кВ "Тесовская -5"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 26417-04	A	ТФЗМ 35А-У1	73673	21000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,2	5,7							
				B	ТФЗМ 35А-У1	73671												
				C	ТФЗМ 35А-У1	73670												
		ТН-1	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 187-49	A	НОМ-35	360001												
				B	НОМ-35	593671												
				C	НОМ-35	701399												
		ТН-2	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 187-49	A	НОМ-35	693514												
				B	НОМ-35	701453												
				C	НОМ-35	557013												
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054100						Реактивная	2,5	3,5				
		15	ПС 35/6 кВ "Тесово-2", Т-1 ВЛ кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 517-50	A						ТПФ-10	117899	2400	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,2	5,7
						B						ТПФ-10	103708					
C	ТПФ-10					116103												
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05			A	НАМИ-10-95 УХЛ2	5788												
				B														
				C														
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0109052027	Реактивная	2,5	3,5											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
16	ПС 35/6 кВ "Тесово-2", Т-2 б кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 517-50	A	ТПФ-10	115102	2400	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,2	5,7
				B	ТПФ-10	115129					
				C	ТПФ-10	115149					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 323-49	A	НТМК-6	526					
B											
C											
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0108059229	Энергия реактивная	2,5	3,5				
17	ПС 110/35/10 кВ "Багецкая", ВЛ 110 кВ "Мирная-2"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 ф. А № 26422-06 ф. В, С № 26420-04	A	ТФЗМ 110Б-IV	8260	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,3	4,2
				B	ТФЗМ 110Б-I	33152					
				C	ТФЗМ 110Б-I	33158					
		ТН-1	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ 110-83	49584					
				B	НКФ 110-83	48165					
				C	НКФ 110-83	49564					
		ТН-2	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ 110-83	49807					
				B	НКФ 110-83	49489					
				C	НКФ 110-83	49808					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0810127108					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
18	ПС 110/10 кВ "Неболчи", ВЛ 110 кВ "Неболчская-2"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 26421-04	A	ТФЗМ 110Б-І	27774	66000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	ТФЗМ 110Б-І	4657					
				C	ТФЗМ 110Б-І	4648					
		ТН-1	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	918					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	912					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	924					
		ТН-2	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ 110-83	15238					
				B	НКФ 110-83	53156					
				C	НКФ 110-83	53102					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054065					
19	ПС 35/10 кВ "Оскуй", ВЛ 35 кВ "Будогощская-1"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 50/5 № 3690-73	A	ТФН-35М	20218	3500	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	-	-					
				C	ТФЗМ 35А-У1	23934					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 912-05	A	ЗНОМ-35-65	1164442					
				B	ЗНОМ-35-65	1164414					
				C	ЗНОМ-35-65	1164413					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0109052024					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm \delta$ %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 °С до 35 °С.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение $(220\pm 4,4)$ В; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 - 1,02)U_{н}$; диапазон силы тока $(1,0 - 1,2)I_{н}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 60 °С до 60 °С; счетчиков: в части активной энергии (23 ± 2) °С, в части реактивной энергии (23 ± 2) °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 (0,02) - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 60 °С до 60 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5-1,0 (0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 65 °С;
- относительная влажность воздуха $(40-60)$ %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 15 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа

4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 – не менее 90 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 140 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 41000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может

передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

- журналах событий счетчика фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - ИВК.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
 - пароль на счетчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гарантэнергосервис» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
1	2
Трансформаторы тока ТФНД-110М	11
Трансформаторы тока ТВИ-110	3
Трансформаторы тока ТПЛ-10	5
Трансформаторы тока ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока ТФН-35М	4

Продолжение таблицы 3

1	2
Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б-IV	4
Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б-I	8
Трансформаторы тока ТФЗМ 35А-У1	5
Трансформаторы тока ТФМ-110	4
Трансформаторы тока ТПФ-10	6
Трансформаторы напряжения НКФ-110-57У1	21
Трансформаторы напряжения НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения НТМИ-10	1
Трансформаторы напряжения НОМ-35	6
Трансформаторы напряжения НТМК-6	1
Трансформаторы напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения НКФ 110-83	9
Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный серии СЭТ-4ТМ.03	17
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный серии СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2	1
АРМ оператора	1
Методика поверки	1
Формуляр-паспорт 07.2014.ГЭС-АУ.ФО-ПС	1
Технорабочий проект 07.2014.ГЭС-АУ.ТРП	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59733-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гарантэнергосервис». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2014 года.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки

- согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
 - Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
 - Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гарантэнергосервис». Технорабочий проект 07.2014.ГЭС-АУ.ТРП».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гарантэнергосервис».

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)
Адрес: РФ, 109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр.2, пом. VI, комн. 12
Телефон: 8 (495) 788-48-25
Факс: 8 (495) 788-48-25

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «____» _____ 2015 г.