

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт»)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту Сч и/или счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (далее - ИВКЭ), включающие в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) RTU-300 (Госреестр № 19495-03, зав. № 002267), Сикон С1 (Госреестр № 15236-03, зав. № 1583; 1586; 1596; 1590), линии связи сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ)

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя, сервер ИВК HP E7-4830 DL530 с установленным серверным программным обеспечением ПО «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10), устройство синхронизации системного времени ССВ-1Г (Госреестр № 39485-08, зав. № 00033) а также, совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 электронных счетчиков. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются мгновенные значения активной, реактивной 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.

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы УСПД осуществляется по интерфейсу RS-485 (счетчик – УСПД).

В УСПД осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение результатов измерений и автоматическая

передача накопленных данных на уровень ИВК, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Передача информации с уровня ИВКЭ на уровень ИВК происходит по интерфейсу RS-232 с дальнейшим преобразованием в формат сотовой связи (CSD) (УСПД – GSM-модем - GSM-модем – сервер ИВК).

На сервере ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Информация с сервера ИВК может быть передана на автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) по сети Ethernet.

Передача информации заинтересованным субъектам происходит по основному и резервному каналам передачи данных:

- основной канал: по сети Ethernet с дальнейшим преобразованием в формат сети Internet (сервер ИВК – маршрутизатор – заинтересованные субъекты);
- резервный канал: сотовая связь (CSD) (сервер ИВК – GSM-модем – заинтересованные субъекты).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени ССВ-1Г. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени УСПД и шкалы времени УССВ происходит один раз в минуту. Погрешность хода часов УСПД не превышает  $\pm 1$  с/сут.

Сличение шкалы времени сервера ИВК и шкалы времени ССВ-1Г происходит ежесекундно. Погрешность хода часов сервера ИВК не превышает  $\pm 1$  с/сут. При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в 30 мин. осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и УСПД. Коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на  $\pm 2$  с.

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

## Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
ПО «АльфаЦЕНТР» (Модуль коммуникатор)	не ниже 14.05.02 (4.9.8.1)	d33d68e1075c6e81310de2ae07ea685a	Программа-планировщик опроса и передачи данных C:\alphacenter\exe) Amrserver.exe	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
ПО «АльфаЦЕНТР» (Модуль коммуникатор)	не ниже 14.05.02 (4.9.8.1)	90841c58926eba53c8939b 7278c3dfda	Драйвер ручного опроса счетчиков и сервера ИВК Amrc.exe	MD5
		aeefde21a81569abec96d8c b4cd3507b	Драйвер автоматического опроса счетчиков и сервера ИВК Amra.exe	
		7db1e4173056a92e733efc cfc56bc99e	Драйвер работы с БД Cdbora2.dll	
		b8c331abb5e34444170eee 9317d635cd	Библиотека сообщений планировщика опросов alphamess.dll	
		0939ce05295fbcbbba400e eae8d0572c	encryptdll.dll	

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-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК.

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня				Ктт ·Ктн ·Ксч	Вид энергии					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер							
1	2	3		4		5	6	7				
1	ВЛ 110 кВ «Савватия-Суоловка-Луза» ПС Савватия»	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 № 2793-71	А	ТФНД-110М	9280	22 000	активная реактивная				
				В	ТФНД-110М	1164						
				С	ТФНД-110М	1313						
		ТН	Кт=0,5 Ктн=(110000/ÖВ)/(100/ÖВ) № 14205-94	А	НКФ-110-57 У1	15820						
				В	НКФ-110-57 У1	15760						
				С	НКФ-110-57 У1	15784						
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		06362272						
		2	ВЛ 110 кВ «Шахунья-Котельнич» (Бурелом) ПС Шахунья	ТТ	Кт=0,2S Ктт=400/1 № 23256-05	А			ТБМО-110 УХЛ1	1130	264 000	активная реактивная
						В			ТБМО-110 УХЛ1	1121		
С	ТБМО-110 УХЛ1					1143						
ТН	Кт=0,2 Ктн=(110000/ÖВ)/(100/ÖВ) № 24218-03			А	НАМИ-110 УХЛ1	686						
				В	НАМИ-110 УХЛ1	691						
				С	НАМИ-110 УХЛ1	679						
Счетчик	Кт=05S/1,0 Ксч=1 № 16666-97			EA05RAL-B-4		01088210						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
3	ВЛ 110 кВ «Шахунья-Игодино» ПС Шахунья	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	1249	264 000	активная реактивная
				B	ТБМО-110 УХЛ1	1127		
				C	ТБМО-110 УХЛ1	1193		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/(100/ÖВ) № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	678		
				B	НАМИ-110 УХЛ1	675		
				C	НАМИ-110 УХЛ1	680		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 16666-97	ЕА05RALX-РЗВ-4		01132536				
4	Ввод 35 кВ Т1 ПС Пижма	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =100/5 № 3689-73	A	ТФНД-35М	443	7 000	активная реактивная
				B	нет	-		
				C	ТФНД-35М	445		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =(35000/ÖВ)/(100/ÖВ) № 912-05	A	ЗНОМ-35-65	1005899		
				B	ЗНОМ-35-65	1208140		
				C	ЗНОМ-35-65	1005847		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 16666-97	ЕА05RALX-РЗВ-3		01132527				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
5	Ввод 35 кВ Т2 ПС Пижма	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =100/5 № 3690-73	А	ТФН-35М	23051	7 000	активная реактивная
				В	нет	-		
				С	ТФН-35М	16090		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =(35000/ÖВ)/(100/ÖВ) № 912-05	А	ЗНОМ-35-65	1081619		
				В	ЗНОМ-35-65	1298703		
				С	ЗНОМ-35-65	1081545		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 16666-97	ЕА05RALX-Р3В-3		01132528				
6	Ввод 10 кВ Т1 ПС Пижма	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 22192-07	А	ТПЛ-10-М	3715	6 000	активная реактивная
				В	нет	-		
				С	ТПЛ-10-М	3960		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =(10000/ÖВ)/(100/ÖВ) № 16687-07	А	НАМИТ-10	1148		
				В	НАМИТ-10	1148		
				С	НАМИТ-10	1148		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 16666-97	ЕА05RLX-Р1В-3		01128236				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
7	Ввод 10 кВ Т2 ПС Пижда	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 2473-05	А	ТЛМ-10	4861	12 000	активная реактивная
				В	нет	-		
				С	ТЛМ-10	6905		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =(10000/ÖВ)/(100/ÖВ) № 16687-02	А	НАМИТ-10	1136		
				В	НАМИТ-10	1136		
				С	НАМИТ-10	1136		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 16666-97	EA05RLX-P1B-3		01128272				
8	Ввод 0,4 кВ ТСН-1 ПС Пижда	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =100/5 № 22656-07	А	Т-0,66	031520	20	активная реактивная
				В	нет	-		
				С	Т-0,66	031521		
		ТН	-	А	нет	-		
				В	нет	-		
				С	нет	-		
		Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 16666-97	EA05RLX-P1B-4		01132570		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
9	Ввод 0,4 кВ ТСН-2 ПС Пижда	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 № 22656-07	A	Т-0,66	031517	20	активная реактивная
				B	-	-		
				C	Т-0,66	031522		
		ТН	-	A	нет	-		
				B	нет	-		
				C	нет	-		
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RLX-P1B-4		01132568				
10	Ввод 27,5 кВ Т1 ПС Бурелолом	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 № 3642-73	A	ТВД-35М	6200-А	70 000	активная реактивная
				B	нет	-		
				C	ТВД-35М	6200-С		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=(27500/ÖВ)/(100/ÖВ) № 912-05	A	ЗНОМ-35-65	1285090		
				B	нет	-		
				C	ЗНОМ-35-65	1285118		
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RALX-P3B-3		01132529				



Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
11	Ввод 27,5 кВ Т2 ПС Бурелолом	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 3642-73	A	ТВД-35М	6211-А	70 000	активная реактивная
				B	нет	-		
				C	ТВД-35М	6211-С		
		ТН	К <sub>ТН</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =(27500/ÖВ)/(100/ÖВ) № 912-05	A	ЗНОМ-35-65	1285090		
				B	нет	-		
				C	ЗНОМ-35-65	1285118		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 16666-97	ЕА05RALX-Р3В-3		01128195				
12	Фидер 10 кВ № 1001 ПС Бурелолом	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 25433-06	A	ТЛО-10	3936	6 000	активная реактивная
				B	нет	-		
				C	ТЛО-10	3917		
		ТН	К <sub>ТН</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =(10000/ÖВ)/(100/ÖВ) № 20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	951		
				B	НАМИ-10-95 УХЛ2	951		
				C	НАМИ-10-95 УХЛ2	951		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 16666-97	ЕА05RLX-Р1В-3		01128239				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
13	Фидер 10 кВ № 1002 ПС Бурелолом	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 25433-06	A	ТЛО-10	3932	6 000	активная реактивная
				B	нет	-		
				C	ТЛО-10	3911		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =(10000/ÖВ)/(100/ÖВ) № 20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	951		
				B	НАМИ-10-95 УХЛ2	951		
				C	НАМИ-10-95 УХЛ2	951		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 16666-97	ЕА05RLX-Р1В-3		01128277				
14	Фидер 10 кВ № 1001 ПС Сява	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =50/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10	44793	1 000	активная реактивная
				B	нет	-		
				C	ТВЛМ-10	55943		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =(10000/ÖВ)/(100/ÖВ) № 11094-87	A	НАМИ-10	445		
				B	НАМИ-10	445		
				C	НАМИ-10	445		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 16666-97	ЕА05RLX-Р1В-3		01128278				

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5 \%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)\%} < I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% < I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} < I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} < I_{изм} < I_{120\%}$
1; 4-7; 10; 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	± 2,2	± 1,7	± 1,6
	0,9	-	± 2,9	± 2,0	± 1,9
	0,8	-	± 3,4	± 2,2	± 2,0
	0,7	-	± 3,9	± 2,5	± 2,2
	0,5	-	± 5,7	± 3,3	± 2,7
2; 3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5S)	1,0	± 2,0	± 1,5	± 1,4	± 1,4
	0,9	± 2,1	± 1,9	± 1,7	± 1,7
	0,8	± 2,2	± 1,9	± 1,7	± 1,7
	0,7	± 2,3	± 2,0	± 1,7	± 1,7
	0,5	± 2,7	± 2,1	± 1,8	± 1,8
8; 9 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	± 2,1	± 1,6	± 1,5
	0,9	-	± 2,8	± 1,9	± 1,8
	0,8	-	± 3,3	± 2,1	± 1,8
	0,7	-	± 3,8	± 2,3	± 2,0
	0,5	-	± 5,5	± 3,1	± 2,4
12; 13 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	± 2,1	± 1,5	± 1,5	± 1,5
	0,9	± 2,2	± 2,0	± 1,8	± 1,8
	0,8	± 2,3	± 2,1	± 1,8	± 1,8
	0,7	± 2,4	± 2,1	± 1,9	± 1,9
	0,5	± 2,9	± 2,4	± 2,1	± 2,1
14 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5S)	1,0	-	± 2,2	± 1,6	± 1,5
	0,9	-	± 2,8	± 2,0	± 1,8
	0,8	-	± 3,3	± 2,1	± 1,9
	0,7	-	± 3,9	± 2,4	± 2,0
	0,5	-	± 5,6	± 3,1	± 2,5
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$ ,	$d_5 \%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1; 4-7; 10; 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	± 7,1	± 4,0	± 3,1
	0,8	-	± 5,2	± 3,1	± 2,5
	0,7	-	± 4,3	± 2,7	± 2,3
	0,5	-	± 3,5	± 2,3	± 2,1
2; 3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; 1,0)	0,9	± 6,3	± 3,6	± 2,3	± 2,1
	0,8	± 5,0	± 3,0	± 2,1	± 2,0
	0,7	± 4,5	± 2,8	± 2,0	± 1,9
	0,5	± 3,9	± 2,6	± 1,9	± 1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$ ,	$d_5$ %,	$d_{20}$ %,	$d_{100}$ %,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$ %	$I_{100} \leq I_{изм} < I_{120}$ %
8; 9 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	± 7,0	± 3,7	± 2,8
	0,8	-	± 5,1	± 2,9	± 2,3
	0,7	-	± 4,2	± 2,5	± 2,2
	0,5	-	± 3,4	± 2,2	± 2,0
12; 13 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	± 6,4	± 3,8	± 2,6	± 2,4
	0,8	± 5,1	± 3,2	± 2,3	± 2,2
	0,7	± 4,5	± 2,9	± 2,1	± 2,1
	0,5	± 4,0	± 2,7	± 2,0	± 2,0
14 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1,0)	0,9	-	± 7,0	± 3,8	± 2,9
	0,8	-	± 5,1	± 2,9	± 2,4
	0,7	-	± 4,3	± 2,6	± 2,2
	0,5	-	± 3,5	± 2,2	± 2,0

Примечания:

1 Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos \varphi = 1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos \varphi < 1,0$  нормируется от  $I_2\%$ .

2 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

4 Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
- сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд;
- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

5 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
- сила тока от  $0,05 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИК № 1, 4-7, 10, 11, 8, 9, 14 и от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИК № 2, 3, 12, 13;
- температура окружающей среды:
  - для счетчиков от плюс 10 °С до плюс 35 °С;
  - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2003;
  - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2003.

6 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-1983 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- счетчик ЕвроАльфа – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- сервер ИВК – среднее время наработки на отказ не менее 35558 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков  $T_v \leq 24$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере ИВК;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий:

- фактов параметрирования счетчиков;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики А1800, ЕвроАльфа – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет при 25°C и не менее 2 лет при 50°C;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт»)

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт»)

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока измерительные ТФНД-110М	3 шт.
Трансформатор тока ТФНД-35М	2 шт.

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока Т-0,66	4 шт.
Трансформатор тока ТБМО-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор тока ТВД-35М	4 шт.
Трансформатор тока измерительные ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока ТЛО-10	4 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформатор тока ТФН-35М	2 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65	10 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения антирезонансные трехфазные НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные А1805RAL-P4GB-DW-4	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные EA05RAL-B-4	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные EA05RALX-P3B-3	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные EA05RALX-P3B-4	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные EA05RLX-P1B-3	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные EA05RLX-P1B-4	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных серии RTU-300	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных серии Сикон С1	4 шт.
ССВ-1Г	1 шт.
Сервер ИВК HP E7-4830 DL530	1 шт.
ПО (комплект) АльфаЦЕНТР АС_UE	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Паспорт – Формуляр	1 шт.

## Поверка

осуществляется по документу МП 60190-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт») «Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2015 г.

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»;

- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- для счётчиков ЕвроАльфа – поверка производится в соответствии с нормативной документацией ГОСТ 30206-94 (МЭК 687) Статические счетчики Ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S или 0,5S), ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036) Статические

счетчики Ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 1 или 2), ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные (в части реактивной энергии), ГОСТ 22261-82 Средства измерений электрических и магнитных величин, ТУ 4228-002-29056091-97 Многофункциональный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Технические условия, МЭК 1038 Переключатели по времени для тарификации и управления нагрузкой;

- для счетчика Альфа А1800 поверка производится в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006г.

- для УСПД RTU-300 – поверка производится по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;

- для УСПД Сикон С1 - поверка контроллеров сетевых промышленных СИКОН С1 производится в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ 235.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2008 году.;

- устройство синхронизации системного времени ССВ-1Г – поверка производится в соответствии с документом «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт»)

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по ГТП ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергосбыт»)**

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

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

ООО «СТАНДАРТ»

Юридический адрес: 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, д. 6

Почтовый адрес: 603146, г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д. 8

Телефон: (831) 461-54-67

**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.