

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Сочиводоканал», вторая очередь

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Сочиводоканал», вторая очередь (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений. Количество измерительных каналов 40.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР АС\_SE», устройство синхронизации системного времени УССВ, автоматизированное рабочее место (АРМ).

Первичные 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по GSM-каналу поступает на второй уровень системы (ИВК), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от ИВК АИИС КУЭ с использованием протоколов передачи данных ТСР/IP.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в территориальное РДУ и в иные заинтересованные организации осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 или иными в соответствии действующими требованиями к предоставлению информации.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени (УССВ), синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемников.

Сличение часов сервера АИИС КУЭ с УССВ производится каждую секунду, коррекция часов сервера выполняется при расхождении с УССВ на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера производится во время каждого сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и сервера на величину более  $\pm 2$  с. Передача информации от счётчика электрической энергии до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени с точностью, не хуже  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР АС\_SE», идентификационные данные которого указаны в таблице 1. ПО 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 «АльфаЦЕНТР АС\_SE».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР АС\_SE»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.07.04
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР АС\_SE» от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты			Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энер- гии		Основ- ная по- греш- ность, ± δ%	Погреш- ность в рабочих условиях, ± δ%
1	2	3	4	5	6	7	8
1	РП 47, РУ 10кВ, 1 с.ш.	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00	ЕА05 RL-B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная	1,1	3,4
					реак- тивная	2,7	5,3
2	РП 47, РУ 10кВ, 2 с.ш.	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-00	ЕА05 RL-B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная	1,1	3,4
					реак- тивная	2,7	5,3
3	ТП-Л68, РУ 10кВ, 1 с.ш.	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00	ЕА05 RL-B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная	1,1	3,4
					реак- тивная	2,7	5,3
4	ТП-Л68, РУ 10кВ, 2 с.ш.	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-00	ЕА05 RL-B4 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная	1,1	3,4
					реак- тивная	2,7	5,3
5	РП-39, РУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-01	-	ЕА05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная	0,9	3,4
					реак- тивная	2,3	3,8
6	РП-39, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 22656-07	-	ЕА05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная	0,9	3,4
					реак- тивная	2,3	3,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	РП 88, РУ 10кВ, ввод 1 с.ш.	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00	ЕА05 RL-B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9
8	РП 88, РУ 10кВ, ввод 2 с.ш.	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00	ЕА05 RL-B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9
9	ТП-Д208, РУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47957-11	-	ЕА05 RL-B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
10	ТП-Д208, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 36382-07	-	ЕА05 RL-B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  5,2
11	РП 46, РУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 15173-06	-	ЕА05RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  5,2
12	РП 46, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 29779-05	-	ЕА05 RL-B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  5,2
13	РП 25, РУ 6кВ, ввод 1 с.ш.	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	ЕА05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	РП 25, РУ 6кВ, ввод 2 с.ш.	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9
15	РП 65, РУ 10кВ, ввод 1 с.ш.	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07	EA05 RL-B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9
16	РП 65, РУ 10кВ, ввод 2 с.ш.	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07	EA05 RL-B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9
17	ТП Х191, РУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
18	ТП Х191, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
19	РП 57, РУ- 10 кВ, каме- ра № 10	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9
20	РП 57, РУ- 10 кВ, каме- ра № 7	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00	EA05 RAL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
21	ТП Д140, ВРУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
22	ТП Д140, ВРУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
23	ТП Д140, ВРУ 0,4кВ, ввод 3 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
24	ТП 142, РУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
25	ТП 142, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
26	ТП 274, РУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
27	ТП 274, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
28	ТП-А36, РУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 47957-11	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  5,2
29	ТП-А36, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 47957-11	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  5,2
30	ТП-Д13, РУ- 0,4 кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
31	ТП-Д13, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  5,2
32	ТП-А180, РУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
33	ТП-А180, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-06	-	EA05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
34	ТП-А273, РУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТТЭ-С Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 54205-13	-	EA05 RL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
35	ТП-А273, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-06	-	ЕА05 RL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
36	РП 53, РУ 10кВ, 1 с.ш., ввод КЛ-10 кВ ф. А210 от П/С "Ад- лер" 110/10кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00	ЕА05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9
37	РП 53, РУ 10кВ, 1 с.ш., ввод КЛ-10 кВ от ТП- А245	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00	ЕА05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9
38	РП 53, РУ 10кВ, 2 с.ш., ввод КЛ-10 кВ от ТП А405	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10- 95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00	ЕА05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	1,1  2,7	3,4  3,9
39	ТП А355, РУ 0,4кВ, ввод 1 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-06	-	ЕА05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8
40	ТП А355, РУ 0,4кВ, ввод 2 с.ш.	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-06	-	ЕА05 RAL-P4BN-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	актив- ная  реак- тивная	0,9  2,3	3,4  3,8



Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой (при доверительной вероятности равной 0,95) относительной погрешности ИК.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

параметры сети: напряжение от  $0,95U_n$  до  $1,05U_n$ ; ток от  $1,0I_n$  до  $1,2I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.; частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

температура окружающей среды: от 21 до 25 °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

параметры сети: диапазон первичного напряжения от  $0,9U_{n1}$  до  $1,1U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока от  $0,01I_{n1}$  ( $0,05I_{n1}$ ) до  $1,2I_{n1}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;

температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

относительная влажность воздуха при плюс 25 °С не более 98 %;

атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

параметры сети: диапазон вторичного напряжения от  $0,9U_{n2}$  до  $1,1U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока от  $0,01I_{n2}$  до  $1,2I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;

магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 70 °С;

относительная влажность воздуха при плюс 30 °С не более 90 %;

атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;

температура окружающего воздуха от минус 10 до плюс 50 °С;

относительная влажность воздуха при плюс 25 °С не более 98 %;

атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $0,02I_{ном}$  ( $0,05I_{ном}$ )  $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена сервера, УССВ на аналогичные. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

электросчётчик ЕвроАЛЬФА - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 50\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_v = 2$  ч;

сервер АИИС КУЭ - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 41\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:  
журнал счётчика:  
параметрирования;  
перерывы электропитания, с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;  
коррекции времени в счетчике.  
Защищённость применяемых компонентов:  
механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:  
счетчика электрической энергии;  
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;  
испытательной коробки;  
сервера.  
защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:  
счетчика электрической энергии;  
сервера.  
Возможность коррекции времени в:  
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
ИВК (функция автоматизирована).  
Возможность сбора информации:  
о состоянии средств измерений;  
о результатах измерений (функция автоматизирована).  
Цикличность:  
измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора 30 мин (функция автоматизирована).  
Глубина хранения информации:  
счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 146 суток при использовании 2-х каналов учета, и 74 суток при использовании 4-х каналов; при отключении питания - не менее 5 лет;  
сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ 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	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-И	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	24
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	66
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные 0,66 кВ	ТТЭ-С	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	12
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	40
Устройства синхронизации системного времени	УССВ	1
Сервер базы данных с ПО «АльфаЦентр АС_SE»	-	1
АРМ оператора	-	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-формуляр	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 67492-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Сочиводоканал», вторая очередь. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 21.02.2017 г.

Основные средства поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптическим преобразователем для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик ЕвроАЛЬФА - в соответствии с документом «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в феврале 1998 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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

приведены в эксплуатационном документе.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Сочиводоканал», вторая очередь**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. 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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)  
ИНН 7721777526  
Адрес: 109444, г. Москва, ул. Ферганская, д.6, стр. 2  
Юридический адрес: 109428, г. Москва, пр-т Рязанский, д.10, ср. 2, пом. VI комн. 12  
Телефон (факс): (495) 788-48-25  
E-mail: [sav2803@mail.ru](mailto:sav2803@mail.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)  
Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а  
Телефон (факс): (4712) 53-67-74  
E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)  
Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.