

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление активной и полной мощности за период. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на входы контроллеров СИКОН ТС65 или GSM-модемов IRZ, Siemens MC35, Cinterion и Teleofis, откуда по каналам связи стандарта GSM с помощью служ-

бы передачи данных GPRS/CSD передается в сервер сбора данных АИИС КУЭ, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

В сервере сбора данных АИИС КУЭ, располагающемся в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро», производится сбор, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера сбора данных АИИС КУЭ настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в АИИС КУ ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро» Госреестр № 41350-09, принадлежащей ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро», и АИИС КУЭ МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск Госреестр № 58042-14; АИИС КУЭ ОАО «Ставропольэнергосбыт» по объекту ЗАО «Сен-Гобен Кавминстекло» Госреестр № 45918-10, результаты измерений по которым получают в рамках соглашений об информационном обмене. Перечень точек измерений АИИС КУЭ смежных субъектов приведен в таблице 5.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с. Сервер сбора данных АИИС КУЭ периодически (1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ-1, корректировка часов сервера осуществляется вне зависимости от наличия расхождения.

Часы счетчиков синхронизированы по времени с часами сервера сбора данных АИИС КУЭ, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчиков осуществляется при обнаружении расхождения с часами сервера больше ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, сервера сбора данных АИИС КУЭ отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные 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 ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	оп. № 20/2 ВЛ-10 кВ Ф-899 ПС «Дербетовская» 110/35/10 кВ	ТОЛ-10-1 50/5 Кл. т. 0,5 А № 4707 С № 4614	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 25586 В № 25591 С № 25592	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 007251090359407	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
2	ПС «Дербетовская» 110/35/10 кВ, КРУН-10 кВ 2 СШ, Ф-894	ТЛМ-10 50/5 Кл. т. 0,5 А № 5362 С № 5352	НТМИ 10000/100 Кл. т. 0,5 № ЕРЕ	ЦЭ6850М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 007259069000027	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
3	ПС «Радиозавод» 110/10 кВ, РУ-10 кВ 2 СШ, Ф-222	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S А № 21537-11 В № 21526-11 С № 21532-11	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 Кл. т. 0,5 № 00354-12	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 007251068000354	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
4	ТП-311, РУ-10 кВ 2 СШ, Ф-138	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5 А № 21363-09 С № 24373-09	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 № 3328	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0721570508112995	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	оп. № 6/1 ВЛ-10 кВ Ф-467 ПС Новопавловская-1 35/10 кВ	ТОЛ-10-1 30/5 Кл. т. 0,5 А № 7105 С № 7106	ЗНОЛПМ-10 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 3000216 В № 3000217 С № 3000222	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 87861529	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
6	ПС «Изобильная» 110/35/10 кВ, РУ-35 кВ 1 СШ, Л-370	ТФЗМ-35Б-1У1 100/5 Кл. т. 0,5 А № 30594 С № 30971	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 1309651 В № 1304650 С № 1321867	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 007251041000401	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
7	ЗТП-1 10/0,4 кВ, Ввод 10 кВ Т-1, Ф-612	ТШП-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 А № 12135992 В № 12136014 С № 12135993	-	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 007251055002734	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
8	ЗТП-1 10/0,4 кВ, Ввод 10 кВ Т-2, Ф-464	ТШП-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 А № 12135960 В № 12135961 С № 12135962	-	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 007251055002889	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
9	БКТП-18/216 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ 1 СШ, Ввод Т-1	ТТЭ-100 1000/5 Кл. т. 0,5 А № 20654 В № 20651 С № 20658	-	ЦЭ6850М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 007221036000004	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	БКТП-18/216 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ 2 СШ, Ввод Т-2	ТТЭ-100 1000/5 Кл. т. 0,5 А № 20649 В № 20646 С № 20655	-	ЦЭ6850М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 007221036000001	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
11	ПС «Затеречная» 110/35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, Л-529	А: ТФ3М-35Б-1У1 200/5 Кл. т. 0,5 № 34306 С: ТФМ-35-П 200/5 Кл. т. 0,5 № 3209	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 1218948 В № 1174572 С № 1218483	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 007251089395019	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
12	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ 2 СШ, Ф-619	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 А № 16120 С № 4850	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 № 2033	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 007251087000281	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
13	оп. № 2 ВЛ-10 кВ Ф-107 ПС «Т-302» 110/35/27/10 кВ	ТПОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 А № 3866 С № 3865	НОЛП-10 10000/100 Кл. т. 0,5 А № 3000095 С № 3000382	ЦЭ6850М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 85871462	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	РП-215, РУ-10 кВ, Ф-215	А: ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5 № 34146-12 С: ТОЛ-СЭЩ 200/5 Кл. т. 0,5 № 42672-12	ЗНОЛ-СЭЩ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 А № 05821-12 В № 05822-12 С № 05823-12	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 87861021	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
15	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. Ф-608	ТПОЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 А № 5737 С № 13557	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 № 8862	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 007251089395017	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная
16	ТП-7 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ф-108, Ввод	Т-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 А № 11137869 В № 11136111 С № 11136112	-	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 007251089394848	-	Сервер сбора данных АИИС КУЭ	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1; 4-6; 11; 12; 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±1,0	±1,2	±2,2	±1,3	±1,5	±2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,3	±1,6	±2,9	±1,5	±1,8	±3,0
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±2,3	±2,8	±5,4	±2,4	±2,9	±5,5
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	±2,3	±2,9	±5,4	±2,5	±3,0	±5,5
2; 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±1,2	±1,4	±2,3	±2,1	±2,2	±2,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,4	±1,7	±3,0	±2,3	±2,4	±3,5
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±2,4	±2,9	±5,4	±2,9	±3,4	±5,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	±2,5	±3,0	±5,5	±3,1	±3,5	±5,8
3 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±1,0	±1,2	±2,2	±1,3	±1,5	±2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,0	±1,2	±2,2	±1,3	±1,5	±2,3
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±1,3	±1,6	±2,9	±1,5	±1,8	±3,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	±1,4	±1,7	±3,0	±1,6	±1,8	±3,1
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±2,3	±2,9	±5,4	±2,5	±3,0	±5,5
7; 8; 16 (ТТ 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,8	±1,0	±1,8	±1,1	±1,2	±1,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,1	±1,4	±2,6	±1,4	±1,6	±2,8
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±2,2	±2,7	±5,2	±2,3	±2,8	±5,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	±2,2	±2,8	±5,3	±2,4	±2,9	±5,3
9; 10 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±1,0	±1,1	±1,9	±2,0	±2,1	±2,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,3	±1,5	±2,7	±2,2	±2,3	±3,2
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±2,3	±2,8	±5,3	±2,9	±3,3	±5,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	±2,4	±2,9	±5,4	±3,0	±3,4	±5,6
14 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,9	±1,1	±1,9	±1,2	±1,3	±2,1
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,2	±1,5	±2,7	±1,4	±1,7	±2,8
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±2,2	±2,8	±5,3	±2,4	±2,9	±5,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	±2,3	±2,8	±5,3	±2,4	±2,9	±5,4

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		sin j = 0,4 cos j = 0,9	sin j = 0,6 cos j = 0,8	sin j = 0,9 cos j = 0,5	sin j = 0,4 cos j = 0,9	sin j = 0,6 cos j = 0,8	sin j = 0,9 cos j = 0,5
1; 4-6; 11; 12; 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,6	±1,9	±1,2	±3,1	±2,6	±2,1
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,9	±3,0	±2,3
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,4	±4,3	±2,5	±6,6	±4,7	±3,1
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	±6,4	±4,4	±2,7	±6,7	±4,8	±3,2
2; 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,7	±2,1	±1,5	±4,4	±4,0	±3,8
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,6	±2,6	±1,8	±5,0	±4,3	±3,9
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,4	±4,4	±2,7	±7,3	±5,6	±4,4
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	±6,5	±4,6	±3,0	±7,4	±5,8	±4,5
3 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,6	±1,9	±1,2	±3,1	±2,6	±2,1
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±2,6	±1,9	±1,2	±3,1	±2,6	±2,1
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,9	±3,0	±2,3
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	±3,6	±2,6	±1,8	±4,0	±3,1	±2,5
7; 8; 16 (ТТ 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,2	±1,5	±1,0	±2,8	±2,3	±2,0
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,1	±2,2	±1,3	±3,6	±2,8	±2,2
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,2	±4,2	±2,4	±6,4	±4,6	±3,0
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	±6,3	±4,3	±2,6	±6,5	±4,7	±3,1
9; 10 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,3	±1,8	±1,3	±4,2	±3,9	±3,7
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,3	±2,4	±1,6	±4,8	±4,2	±3,8
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,3	±4,3	±2,6	±7,1	±5,5	±4,3
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	±6,4	±4,5	±2,9	±7,2	±5,7	±4,5
14 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,3	±1,6	±1,1	±2,9	±2,4	±2,1
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,2	±2,3	±1,4	±3,7	±2,9	±2,2
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,2	±4,3	±2,5	±6,5	±4,6	±3,0
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	±6,3	±4,3	±2,6	±6,5	±4,7	±3,1

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

- 3 Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) U_n ; диапазон силы тока (0,02 – 1,2) I_n , частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды:
 - ТТ и ТН от минус 40 °С до плюс 35 °С;
 - счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;
 - ИВК от плюс 15 °С до плюс 25 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
- 4 Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (0,01 – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 35 °С.
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I_{n2} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха: температура окружающего воздуха от минус 20 °С до плюс 55 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.
- 5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 35 °С.
- 6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Перечень точек измерений АИИС КУЭ смежных субъектов, результаты измерений по которым получают в рамках соглашений об информационном обмене

№ пп	№ ИК в АИИС КУЭ	Наименование объекта измерений	Наименование точки измерений	Наименование АИИС КУЭ	Номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	16	ТП 126	ТП 126, Ф-109, ПС «Кочубеевская»	АИИС КУЭ МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск	58042-14
2	17	ТП 126	ТП 126, Ф-280, ПС «Почтовая»		
3	1	РП-1 «Энергоблок»	РП-1 «Энергоблок», РУ-6 кВ, яч. 2.10, ф. 609 от ТПС-303	АИИС КУЭ ОАО «Ставропольэнергосбыт» по объекту ЗАО «Сен-Гобен Кавминстекло»	45918-10
4	2	РП-1 «Энергоблок»	РП-1 «Энергоблок», РУ-6 кВ, яч. 1.3, ф. 614 от ТПС-303		
5	3	РП-1 «Энергоблок»	РП-1 «Энергоблок», РУ-6 кВ, яч. 2.8, ф. 621 от ПС Бутылочная		
6	4	РП-1 «Энергоблок»	РП-1 «Энергоблок», РУ-6 кВ, яч. 1.5, ф. РП-2 от ПС Бутылочная		
7	5	ТП-2	ТП-2, РУ-6 кВ, яч. 6, ф. 609 от ПС Бутылочная		
8	6	ТП-1	ТП-1, РУ-6 кВ, яч. 2, ф. 609 от ПС Бутылочная		
9	7	ТП-1А	ТП-1А, РУ-6 кВ, яч. 1, ф. 603 от ТПС-303		

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ЦЭ6850М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 160\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 60\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ 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 коммутируемого канала.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера сбора данных АИИС КУЭ;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера сбора данных АИИС КУЭ.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 128 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер сбора данных АИИС КУЭ - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-05	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	47959-11	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	5
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-11	1
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	1
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-08	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	47958-11	2
Трансформаторы тока	ТТЭ	32501-08	6
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	47512-11	6
Трансформаторы тока	Т-0,66	29482-07	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	3689-73	3
Трансформаторы тока	ТФМ-35-П	17552-98	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	35956-12	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	47583-11	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛПМ-10	46738-11	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	6
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	51621-12	1
Трансформаторы напряжения	НОЛП-10	49075-12	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ	831-53	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЦЭ6850М	20176-06	16
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Сервер	iLO 2 Default Network Settings	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	ЛТВС.411711.001 ФО	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 62188-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 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»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков ЦЭ6850М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии ЦЭ6850. Методика поверки» ИНЕС.411152.034 Д1, утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2002 г.
- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 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 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 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро» для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро»)), аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро»

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

ГУП СК «Ставрополькоммунэлектро»

ИНН 2632047085

Юридический адрес: 355037, г. Ставрополь, ул. Шпаковская, 76/6

Тел.: (8652) 74-09-31

Факс: (8652) 74-02-63

E-mail: gupske@ske.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология»
(ООО «Сервис-Метрология»)
Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3
Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35
Тел.: (499) 755-63-32
Факс: (499) 755-63-32
E-mail: info@s-metr.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел/факс: (495)437-55-77 / 437 56 66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
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.