

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Карачаево-Черкесского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа».

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Карачаево-Черкесского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 по ГОСТ 30206-94, в режиме измерений активной электроэнергии; и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи, каналобразующая аппаратура для обмена данными по каналам сотовой связи стандарта GSM и источник бесперебойного питания. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, сервер сбора данных, технические средства системы обеспечения единого времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по каналам сотовой связи поступает на верхний уровень, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление справочных и отчетных документов. Дополнительно на верхний уровень АИИС КУЭ поступает информация об энергопотреблении из АИИС КУЭ ОАО «РусГидро», ОАО «ФСК ЕЭС», филиал ОАО «МРСК Северного Кавказа» – «Ставропольэнерго», ОАО «Кубаньэнерго» и ОАО ОГК-5 филиал «Невинномыска ГРЭС» по точкам измерений ОАО «Севкавказэнерго». Перечень точек измерений, сбор данных с которых производится согласно договорам об информационном

обмене, указан в таблице 3. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая построена на функционально объединенной совокупности программно-технических средств измерений и коррекции времени и состоит из приемника меток времени GPS, устройства сервисного, сервера ИВК и счетчиков электрической энергии ИИК. Приемник меток времени GPS принимает и преобразовывает эталонные сигналы времени, передаваемые через спутниковую систему GPS в сигналы проверки времени (СПВ), предназначенные для синхронизации часов технического и бытового назначения. Точность синхронизации таймера ИВК по СПВ не превышает $\pm 0,1$ с. Устройство сервисное принимает СПВ, передаваемые приемником меток времени GPS, и по этим сигналам синхронизируется таймер ИВК. Синхронизация таймера ИВК АИИС КУЭ Карачаево-Черкесского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» производится не менее 2 раз в сутки. Сличение времени счетчиков с ИВК производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут), корректировка времени производится 1 раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Карачаево-Черкесского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0, в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b7372613 28cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e664 94521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055 bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3 215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc2 3ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее 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».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 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 электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер точки измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС «Береговая»								
1	Л-26 (Насосная-Береговая)	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 8849 Зав. № 8584 Зав. № 8809	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 5618 Зав. № 5409 Зав. № 5531	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090520 93	IBM SYSTEM X3550V 2	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
ПС «Майская»								
2	Л-147 (ГЭС-2-Майская)	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 8589 Зав. № 10628 Зав. № 10654	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 2220 Зав. № 294 Зав. № 205	СЭТ-4ТМ.03.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 12040247	IBM SYSTEM X3550V 2	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,2
ПС «Эркен-Шахар»								
3	Л-607 (Эркен-Шахар-Беломечетская)	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 8565 Зав. № 12113	ЗНОМ-35-65 У1 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1208327 Зав. № 1308968 Зав. № 1589928	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090530 11	IBM SYSTEM X3550V 2	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Л-200 (Новая Деревня – Эркин Шахар)	ТФНД- 110М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 8763 Зав. № 8595 Зав. № 8686	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 339 Зав. № 338 Зав. № 240	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090521 79	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная	±1,1	±3,0
						реак- тивная	±2,6	±4,6
5	Л-200 (Новая Деревня – Эркин Шахар) (М-2)	ТФЗМ- 110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 5762 Зав. № 7263 Зав. № 7353	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 339 Зав. № 338 Зав. № 240	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090530 20		актив- ная	±1,1	±3,0
						реак- тивная	±2,6	±4,6
ПС «Эрсакон»								
6	Эрсакон Л-623	ТФЗМ- 35А-У1 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 44066 ТФЗМ- 35Б-1У1 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 67660	ЗНОМ-35-65 У1 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1427162 Зав. № 1145820 Зав. № 1226637	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090521 34	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная	±1,1	±3,0
						реак- тивная	±2,6	±4,6
ПС «Октябрьская»								
7	Л-247 (Суво- ровская- Октябрь- ская)	ТФЗМ- 110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 18815 Зав. № 18533 Зав. № 18754	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 353 Зав. № 369 Зав. № 195	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059314	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная	±1,1	±3,0
						реак- тивная	±2,6	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС «Конзавод»								
8	Конзавод яч. 0,4 (Л-324 ТСН-101)	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 0456721 Зав. № 0456126 Зав. № 0456786	—	СЭТ- 4ТМ.03.0 8 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 04052418	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная	±0,9	±2,9
						реак- тивная	±2,2	±4,4
9	Конзавод Т-101 (Л- 324)	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 42873 Зав. № 91889	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 5190	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090522 25		актив- ная	±1,1	±3,0
						реак- тивная	±2,6	±4,6
ПС «Первомайская»								
10	Перво- майская яч.0,4 (Л- 324 ТСН- 101,102)	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 093196 Зав. № 092803 Зав. № 093174	—	СЭТ- 4ТМ.03.0 8 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 04052444	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная	±0,9	±2,9
						реак- тивная	±2,2	±4,4
11	Перво- майская Т-101 (Л- 324)	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 29587 Зав. № 31406	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 789	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090522 33		актив- ная	±0,9	±2,9
						реак- тивная	±2,3	±4,5
12	Перво- майская Т-102 (Л- 324)	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 60476 Зав. № 59861	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 843	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01080590 97		актив- ная	±0,9	±2,9
						реак- тивная	±2,3	±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС «Учкекен»								
13	Учкекен Л-324	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 46010 Зав. № 46006	ЗНОМ-35-65-У1 Кл.т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1349489 Зав. № 1307683 Зав. № 1299814	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090520 66	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная	±1,1	±3,0
						реак- тивная	±2,6	±4,6
14	Учкекен Л-252	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 40880 Зав. № 42368 Зав. № 42249	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 40997 Зав. № 41076 Зав. № 40971	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090521 47		актив- ная	±1,1	±3,0
					реак- тивная	±2,6	±4,6	
15	Учкекен Т-1 (Л-243)	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 154926 Зав. № 46955 Зав. № 15491	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 41079 Зав. № 39947 Зав. № 40853	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090511 81	актив- ная	±1,1	±3,0	
					реак- тивная	±2,6	±4,6	
ПС «Кичи-Балык»								
16	Кичи-Балык Л-325	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 30958 Зав. № 23545	ЗНОМ-35-65 У1 Кл.т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1392859 Зав. № 1392901 Зав. № 1392850	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090530 42	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная	±1,1	±3,0
					реак- тивная	±2,6	±4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС «Ильичевская»								
17	Л-100 (Черкеск-330-Ильичевская)	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 3522 Зав. № 3516 Зав. № 3540	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 37827 Зав. № 35193 Зав. № 47448	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090530 04	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная	±1,1	±3,0
						реак- тивная	±2,6	±4,6
18	Ильичев-ка яч.0,4 (ТСН-101)	ТК-20 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 088812 Зав. № 088814 Зав. № 087967	—	СЭТ-4ТМ.03.0 8 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 12040189		актив- ная	±0,9	±2,9
					реак- тивная	±2,2	±4,4	
19	Ильичев-ка Т-101	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 6214 Зав. № 5423	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 5561	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090530 98	актив- ная	±0,9	±2,9	
					реак- тивная	±2,3	±4,5	
ПС «Академическая»								
20	Академ Л-222	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 5643 Зав. № 4788 ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 4786	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 12834 Зав. № 12763 Зав. № 12796	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01080541 29	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная	±1,1	±3,0
					реак- тивная	±2,6	±4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	Акаде- мическая М-2	ТФЗМ- 110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 36900 Зав. № 4015 Зав. № 17403	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 12834 Зав. № 12763 Зав. № 12796	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090520 85	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная реак- тивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,6$
ПС «Курджиново»								
22	Курджи- ново яч.0,4 (ТСН- 101)	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № S 2576 Зав. № S 2577 Зав. № S 2583	—	СЭТ- 4ТМ.03.0 8 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 04050828	IBM SYS- TEM X3550V 2	актив- ная реак- тивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,2$	$\pm 2,9$ $\pm 4,4$
23	Курджи- ново Т- 101 (Л- 91)	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 07749 Зав. № 10522	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 8963	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090530 32		актив- ная реак- тивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,6$
24	Л-91 (Псебай - Курджи- ново)	ТФЗМ- 110Б-1У1 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 2011 Зав. № 47403 Зав. № 46643	НКФ-110-83- У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 51525 Зав. № 50604 Зав. № 51559	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01090522 37		актив- ная реак- тивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,6$

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Iном, частота - (50 ± 0,15) Гц; cosφ = 0,9 инд.;
 - температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от + 18 °С до + 25 °С; ИВК - от + 10 °С до + 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 \div 1,2) I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,05 \div 1,2) I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока $0,05 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 40 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в Карачаево-Черкесском филиале ОАО «МРСК Северного Кавказа» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 — Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежных субъектов ОРЭ, результаты измерений по которым получают в рамках соглашения об информационном обмене.

№ п/п	Номер точки измерений	Наименование объекта измерений	Наименование точки измерений	Марка счетчика
1	2	3	4	5
Филиал ОАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС»				
1	25	ПС 110 кВ ГАЭС	Л-46	СЭТ-4ТМ.03
2	26	ГАЭС	Т-64	СЭТ-4ТМ.03
3	27	ПС 110 кВ ГЭС-1	Л-46	СЭТ-4ТМ.03
4	28	ПС 110 кВ ГЭС-1	Л-47	СЭТ-4ТМ.03
5	29	ПС 330 кВ ГЭС-2	Л-47	СЭТ-4ТМ.03
6	30	ГЭС-2	Ф-66	СЭТ-4ТМ.03
7	31	ПС 330 кВ ГЭС-2	М-2	СЭТ-4ТМ.03
ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга				
8	32	ПС 330 кВ Черкесск	ПС Черкесск-330 М-2	A1R-4-AL-C29-T
9	33	ПС 330 кВ Черкесск	Л-221(Черкесск-330 - Академическая)	A1R-4-AL-C29-T
10	34	ПС 330 кВ Черкесск	Л-100 (Черкесск-330- Ильичевская)	A1R-4-AL-C29-T

11	35	ПС 330 кВ Черкесск	Л-97 (Черкесск Северная-Черкесск-330)	A1R-4-AL-C29-T
12	36	ПС 330 кВ Черкесск	Л-218 (Черкесск-330 -Ток Москвы)	A1R-4-AL-C29-T
13	37	ПС 330 кВ Черкесск	Л-216 (Черкесск-330-Цемзавод)	A1R-4-AL-C29-T
14	38	ПС 330 кВ Черкесск	Л-217 (Черкесск Южная-Черкесск-330)	A1R-4-AL-C29-T
15	39	ПС 330 кВ Черкесск	Ф-205 (ПС Черкесск 330)	A1R-4-AL-C29-T
16	40	ПС 330 кВ Черкесск	Ф-208 (ПС Черкесск 330)	A1R-4-AL-C29-T
17	41	ПС 330 кВ Черкесск	Ф-210 (ПС Черкесск 330)	A1R-4-AL-C29-T
18	42	ПС 330 кВ Черкесск	Ф-207 (ПС Черкесск 330)	A1R-4-AL-C29-T
19	43	ПС 330 кВ Черкесск	Ф-204 (ПС Черкесск 330)	A1R-4-AL-C29-T
ОАО «РусГидро» Карачаево-Черкесского филиала Зеленчукские ГЭС (ГЭС-14)				
20	44	ПС 110 кВ Сары-Тюз	ПС 110 кВ Сары-Тюз Ф. 284	EA05RL-B-3
21	45	ПС 110 кВ БСР	ПС 110 кВ БСР Ф.2	EA05RL-B-3
22	46	ПС 110 кВ БСР	ПС 110 кВ БСР Ф.1	EA05RL-B-3
23	47	ПС 110 кВ Маруха	ПС 110 кВ Маруха Ф. 371	EA05RL-B-3
24	48	ПС 110 кВ Зеленчукские ГЭС	ВЛ-110 кВ Л-144	EA05RAL-B-4
25	49	ПС 110 кВ Зеленчукские ГЭС	ВЛ-110 кВ Л-31	EA05RAL-B-4
26	50	ПС 110 кВ Зеленчукские ГЭС	ВЛ-110 кВ Л-143	EA05RAL-B-4
27	51	ПС 110 кВ Зеленчукские ГЭС	ВЛ-110 кВ Л-42	EA05RAL-B-4

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа.

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;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер АИИС - 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 и мощности (АИИС КУЭ) Карачаево-Черкесского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока ТФНД-110М	11 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-35А-У1	5 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1У1	22 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-35Б-1У1	3 шт.
Трансформатор тока Т-0,66	6 шт.
Трансформатор тока ТТИ-А	3 шт.
Трансформатор тока ТПЛМ-10	2шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока ТВЛМ-10	2 шт.

Продолжение таблицы 4

Трансформатор тока типа ТК-20	3 шт.
Трансформатор тока ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1	15 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65 У1	12 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 У3	1 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110-83 У1	12 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	24 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 48486-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Карачаево-Черкесского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в ноябре 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности Карачаево-Черкесского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Карачаево-Черкесского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа»

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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

«Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Карачаево-Черкесского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8

Почтовый адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14

Тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru, www.sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»

ООО «Техносоюз»

Юридический адрес: 105122 г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 119270, г. Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж

Тел.: (495) 639-91-50, Факс: (495) 639-90-52

E-mail: info@t-souz.ru, www.t-souz.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. ба

тел./факс: (4712) 53-67-74,

E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п.

«_____» _____ 2012 г.