

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Южная межрегиональная энергетическая компания» (ОАО «КалмЭнергоКом»).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Южная межрегиональная энергетическая компания» (ОАО «КалмЭнергоКом») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения календарного времени, интервалов времени, 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 ПСЧ-4ТМ.05М по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии; 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 таблице 2.

2-ой уровень – устройство сбора и передачи данных на базе СИКОН С70 (далее – УСПД) и каналообразующая аппаратура.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав.№ 418), устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2 (№2369), 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.

Для измерительных каналов (ИК) № 1-12 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД СИКОН С70, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень по сотовым каналам связи стандарта GSM.

Для ИК № 13-16 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает непосредственно в ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Для передачи данных используются сотовые каналы связи стандарта GSM.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность синхронизации не более $\pm 0,35$ с. Время ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Время УСПД синхронизировано с временем ИВК «ИКМ-Пирамида», сравнение времени сервера сбора данных и УСПД осуществляется каждый сеанс связи, синхронизация осуществляется вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с УСПД (для ИК № 1-12) или с ИВК (для ИК №13-16) производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем УСПД ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Южная межрегиональная энергетическая компания» (ОАО «КалмЭнергоКом») используется ПО «Пирамида 2000», 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

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	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».

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 измерения	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
П/С 220/110/10 кВ «Элиста-Северная»								
1	ПС 220/110/10 кВ "Элиста-Северная" 1СШ-10 кВ, яч.2, КЛ-10 кВ "1 микрорайон"	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав.№ 64030 Зав.№ 64050	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3675	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06071125 87	СИ-КОН С70 Зав.№ 06094	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,5	±5,3
2	ПС 220/110/10 кВ "Элиста-Северная" 1СШ-10 кВ, яч.6, КЛ-10 кВ "3-4 микрорайон"	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав.№ 64045 Зав.№ 64039	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3675	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06081100 41	СИ-КОН С70 Зав.№ 06094	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,5	±5,3
3	ПС 220/110/10 кВ "Элиста-Северная" 1СШ-10 кВ, яч.8, КЛ-10 кВ "Складская зона"	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав.№ 33312 Зав.№ 75174	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3675	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06081100 97	СИ-КОН С70 Зав.№ 06094	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,5	±5,3
4	ПС 220/110/10 кВ "Элиста-Северная" 1СШ-10 кВ, яч.12, КЛ-10 кВ "Детская больница"	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав.№ 6080 Зав.№ 6081	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3675	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06081100 90	СИ-КОН С70 Зав.№ 06094	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,5	±5,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 220/110/10 кВ "Элиста- Северная" 2СШ-10 кВ, яч.24, КЛ- 10 кВ "Аг- роснаб-1"	ТБК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав.№ 35814 Зав.№ 35805	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3315	ПСЧ- 4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06091102 71	СИ- КОН С70 Зав.№ 06094	актив- ная	±1,0	±3,2
						реак- тивная	±2,5	±5,3
6	ПС 220/110/10 кВ "Элиста- Северная" 2СШ-10 кВ, яч.27, КЛ- 10 кВ "Аг- роснаб-2"	ТБК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав.№ 35803 Зав.№ 35823	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3315	ПСЧ- 4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06091102 01		актив- ная	±1,0	±3,2
					реак- тивная	±2,5	±5,3	
7	ПС 220/110/10 кВ "Элиста- Северная" 2СШ-10 кВ, яч.30, КЛ- 10 кВ "Рес- публикан- ская боль- ница"	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав.№ 3095 Зав.№ 3075	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3315	ПСЧ- 4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06091102 29	актив- ная	±1,0	±3,2	
					реак- тивная	±2,5	±5,3	
П/С 110/35/10 кВ «Элиста-Западная»								
8	ПС 110/35/10 кВ "Элиста- Западная" СШ-10 кВ, яч.1, ВЛ-10 кВ "Се- верный"	ТЛП-10-2 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав.№ 19503 Зав.№ 19504	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3697	ПСЧ- 4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06091102 79	СИ- КОН С70 Зав.№ 06093	актив- ная	±1,0	±3,3
						реак- тивная	±2,5	±5,3
9	ПС 110/35/10 кВ "Элиста- Западная" СШ-10 кВ, яч.2, ВЛ-10 кВ "Юж- ный"	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав.№ 5696 Зав.№ 7973	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3697	ПСЧ- 4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06091102 73	актив- ная	±1,0	±3,2	
					реак- тивная	±2,5	±5,3	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ПС 110/35/10 кВ "Элиста- Западная"	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав.№ 21916	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3697	ПСЧ- 4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06091103 06	СИ- КОН С70 Зав.№ 06093	активная	±1,0	±3,2
	СШ-10 кВ, яч.4, ВЛ-10 кВ "Сол- нечный"	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав.№ 25236				реак- тивная	±2,5	±5,3
11	ПС 110/35/10 кВ "Элиста- Западная"	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5 200/5 Зав.№ 19517 Зав.№ 19544	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3697	ПСЧ- 4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06091102 25		активная	±1,0	±3,2
	СШ-10 кВ, яч.10, ВЛ- 10 кВ "Ра- диостан- ция"				реак- тивная	±2,5	±5,3	
12	ПС 110/35/10 кВ "Элиста- Западная"	ТЛП-10-2 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав.№ 19500 Зав.№ 19497	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3697	ПСЧ- 4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06081126 04	активная	±1,0	±3,3	
	СШ-10 кВ, яч.13, ВЛ- 10 кВ "Се- веро- Западный жи-лой мас- сив"				реак- тивная	±2,5	±5,3	
П/С 110/35/10 кВ «Элиста-Восточная»								
13	ПС 110/35/10 кВ "Эли- ста- Восточная", 1СШ-10 кВ, яч.14, КЛ- 10 кВ "ЦРП-1"	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав.№ 01708 Зав.№ 01718	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 5165	ПСЧ- 4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06091103 15	ИВК «ИКМ- Пира- мида» №418	актив- ная	±1,2	±3,3
	14					ПС 110/35/10 кВ "Элиста- Восточная"	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав.№ 19391 Зав.№ 32442	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3637
2СШ-10 кВ, яч.33, КЛ- 10 кВ "ЦРП-2"		актив- ная	±1,0	±3,2				
						реак- тивная	±2,5	±5,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
П/С 35/10 кВ «Лола»								
15	ПС 35/10 кВ "Лола" СШ-10 кВ, яч.3, ВЛ-10 кВ "Поселок"	ТБК-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав.№ 14183 Зав.№ 14186	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 3465	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06091103 01	ИВК «ИКМ-Пирамида» №418	актив-ная реак-тивная	±1,0 ±2,5	±3,2 ±5,3
ТП-10/0,4 кВ №19А								
16	ПС 35/10 кВ "Зверосовхозная", ТП -10/0,4 кВ №19А(школа) ВЛ-0,4 кВ "Школа"	Т-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Зав.№ 82158 Зав.№ 82635 Зав.№ 82610	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06081123 03	ИВК «ИКМ-Пирамида» №418	актив-ная реак-тивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,3

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. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Ун; ток (1,0 ÷ 1,2) Ин; cosφ = 0,9 инд.; температура окружающей среды

- температура окружающей среды: (20±5) °С.

5. Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети для ИК: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином, частота - (50 ± 0,15) Гц; cosφ = 0,9 инд.;

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) Ун₁; диапазон силы первичного тока - (0,02 ÷ 1,2) Ин₁; коэффициент мощности cosφ(sinφ) 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- допустимая температура окружающей среды ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от минус 40 °С до + 60 °С; УСПД - от минус 10 °С до + 50 °С; ИВК - от + 10 °С до + 25 °С;

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

6. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10 °С до + 35 °С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД, ИВК «ИКМ-Пирамида» и УСВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Южная межрегиональная энергетическая компания» (ОАО «КалмЭнергоКом») порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ час;
- УСВ-2 среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 168$ часов.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 3 года;

– Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Южная межрегиональная энергетическая компания» (ОАО «КалмЭнергоКом») 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 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформатор тока ТВЛМ-10	6 шт.
Трансформатор тока ТОЛ 10	4 шт.
Трансформатор тока ТВК-10	6 шт.
Трансформатор тока ТЛП-10-2	4 шт.
Трансформатор тока ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока ТЛК10-5	2 шт.
Трансформатор тока ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока Т-0,66	3 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10	5 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10-95УХЛ2	1 шт.
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М	16 шт.
Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70	2 шт.
ИВК «ИКМ-Пирамида»	1 шт.
Методика поверки	21 шт.
Формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 48430-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Южная межрегиональная энергетическая компания» (ОАО «КалмЭнергоКом»). 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";
- ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки - ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ;
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1»;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1»;

- УСВ-2 – по документу ИВК «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- 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

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Южная межрегиональная энергетическая компания» (ОАО «КалмЭнергоКом»)».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Южная межрегиональная энергетическая компания» (ОАО «КалмЭнергоКом»)

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.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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) ОАО «Южная межрегиональная энергетическая компания» (ОАО «КалмЭнергоКом»).

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) 639–91–52

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 № 30048-08 действителен до 01 декабря 2011 года

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п. «___» _____ 2011 г.