

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнерго» (ГТП ООО «Завод СинКрис»).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнерго» (ГТП ООО «Завод СинКрис») (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 СЭТ-4ТМ.03М, 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 каналобразующая аппаратура.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав.№ 426), устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2 (№2395), 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) № 1-16 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 № 17-18 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 расхождений. . 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 № 1-16) или с ИВК (для ИК №17-18) 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/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «ПромЭнерго» (ГТП ООО «Завод СинКрис») 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

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb 3ccea41b548d2c83	MD5
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	ParsePiramide.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».

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер точки измерения	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
ПС «Кварц»								
1	ПС «Кварц» 110/10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №25, фидер 1022	ТЛК-10 800/5 Кл. т. 0,5 Зав.№14963 Зав.№14969	ЗНОЛ.06 10000:√3/ 100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№7745 Зав.№7699 Зав.№8072	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110069	СИКОН С70 Зав.№ 06205	актив- ная	±1,1	±2,9
						реак- тивная	±2,6	±4,5
2	ПС «Кварц» 110/10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №19, фидер 1006	ТЛК-10 800/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 14964 Зав.№ 15092	ЗНОЛ.06 10000:√3/ 100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 7745 Зав.№ 7699 Зав.№ 8072	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110037		актив- ная	±1,1	±2,9
						реак- тивная	±2,6	±4,5
3	ПС «Кварц» 110/10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №13, фидер 1023	ТЛК-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№15141 Зав.№14841	ЗНОЛ.06 10000:√3/ 100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№6696 Зав.№6971 Зав.№8117	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110181		актив- ная	±1,1	±2,9
						реак- тивная	±2,6	±4,5
4	ПС «Кварц» 110/10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №5, фи- дер 1009	ТЛК-10 800/5 Кл. т. 0,5 Зав.№15044 Зав.№14934	ЗНОЛ.06 10000:√3/ 100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№6696 Зав.№6971 Зав.№8117	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110163		актив- ная	±1,1	±2,9
						реак- тивная	±2,6	±4,5
ПС «Заозерная»								
5	ПС «Заозер- ная» 110/10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №26, фидер 1026	ТПЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№49623 Зав.№49618	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№859	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110006	СИКОН С70 Зав.№ 06206	актив- ная	±1,1	±2,9
						реак- тивная	±2,6	±4,5

Продолжение таблицы 2

Номер точки измерения	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
6	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №24, фидер 1024	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№12937 Зав.№13302	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№859	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110058	СИКОН С70 Зав.№ 06206	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
7	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №20, фидер 1020	ТПЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№53609 Зав.№48359	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№859	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110055		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
8	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №10, фидер 1010	ТПЛ-10-М 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№2782 Зав.№32	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№859	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110111		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
9	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №7, фидер 1007	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№18575 Зав.№18493	НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№2953 Зав.№1465 Зав.№1556	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110054		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
10	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №13, фидер 1001	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№30458 Зав.№30972	НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№2953 Зав.№1465 Зав.№1556	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110005		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
11	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №19, фидер 1011	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№30978 Зав.№21159	НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№2953 Зав.№1465 Зав.№1556	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110160		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5

Продолжение таблицы 2

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, %
12	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №27, фидер 1019	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№17413 Зав.№17141	НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№2953 Зав.№1465 Зав.№1556	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110177	СИКОН С70 Зав.№ 06206	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
13	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №29, фидер 1021	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№46209 Зав.№52836	НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№2953 Зав.№1465 Зав.№1556	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110149		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
14	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №31, фидер 1023	ТЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав.№00211 Зав.№00230	НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№2953 Зав.№1465 Зав.№1556	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110170		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
15	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №6, фидер 1006	ТПЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№49618 Зав.№49612	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 859	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110068		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
16	ПС «Заозерная» 110/10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №22, фидер 1022	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№30308 Зав.№31773	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 859	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810110013		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5

Окончание таблицы 2

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, %
ООО «Завод ТехноКварц» – «Мещерская+» КТП №18, «Топ Инвест» КТП №19								
17	КТП №18 (10/0.4 кВ), РУ-0,4 кВ, КЛ-0.4 кВ «Мещерское+»	ТШП-0,66 400/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1025435 Зав.№ 1025245 Зав.№ 1025104	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0609110116	ИВК «ИКМ-Пирамида» №426	активная	±1,0	±2,0
						реактивная	±2,4	±3,5
18	КТП №19 (10/0.4 кВ), РУ-0,4 кВ, КЛ-0.4 кВ «Топ Инвест»	ТШП-0,66 2000/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1038101 Зав.№ 1038108 Зав.№ 1038530	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0609110032		активная	±1,0	±2,0
						реактивная	±2,4	±3,5

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 (0,95 ÷ 1,05) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином; cosφ = 0,9 инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С;
4. Рабочие условия эксплуатации:
 - параметры сети: напряжение - (0,9 ÷ 1,1); тока - (0,01 ÷ 1,2)Ином; коэффициент мощности cosφ (sinφ) 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5);
5. Допускаемая температура окружающей среды ТТ и ТН - от минус 40 до + 70°С; счетчиков - от минус 40 до + 60 °С; УСПД - от минус 10 до + 50 °С; ИВК - от плюс 10 до + 25 °С;
6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 Ином, cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до + 25 °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 одноклассовые утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ООО «ПромЭнер-

го» (ГТП ООО «Завод СинКрис») порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Госреестр средств измерений.

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 не более 168 ч;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- УСПД «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ час.
- УСВ-2 среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности 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) ООО «ПромЭнерго» (ГТП ООО «Завод СинКрис») типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформатор тока ТЛК-10 (Госреестр № 9143-06)	8 шт.
Трансформатор тока ТПЛМ-10 (Госреестр № 2363-68)	6 шт.
Трансформатор тока ТПОЛ-10 (Госреестр № 1261-02)	8 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10-М (Госреестр № 22192-07)	2 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10 (Госреестр № 1276-59)	6 шт.
Трансформатор тока ТЛМ-10 (Госреестр № 2473-05)	2 шт.
Трансформатор тока ТШП-0,66 (Госреестр № 15173-06)	6 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06 (Госреестр № 3344-04)	6 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-10 (Госреестр № 831-53)	1 шт.
Трансформатор напряжения НОМ-10 (Госреестр № 363-49)	3 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-08)	16 шт.
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М.04 (Госреестр № 36355-07)	2 шт.
Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05)	1 шт.
ИВК «ИКМ-Пирамида»	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 48915-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнерго» (ГТП ООО «Завод СинКрис»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 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;
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;
- 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»;

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «ПромЭнерго» (ГТП ООО «Завод СинКрис»)».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнерго» (ГТП ООО «Завод СинКрис»)

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«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	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

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

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел.: 8 (495) 437 55 77

Факс: 8 (495) 437 56 66

Электронная почта: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

«___»_____2012 г.