

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энермет» (потребитель АО «Трубодеталь»)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энермет» (потребитель АО «Трубодеталь») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики) по ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 31819.23-2012 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 – 5.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя ИВК «ИКМ-Пирамида», устройство синхронизации времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-2, каналобразующую 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».

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 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.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление измерительной информации, и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации на подключенных к УСПД устройствах.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы в ИВК «ИКМ-Пирамида» выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Из ИВК «ИКМ «Пирамида» информация передается в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи 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 электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с ИВК «ИКМ-Пирамида» настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2 расположенными в ЦСОИ. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени УСВ-2 составляет не более  $\pm 10$  мкс.

ИВК «ИКМ-Пирамида», периодически (1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ-2, подключенным к ИВК. Корректировка часов ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется независимо от наличия расхождения.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, сличение показаний часов УСПД и ИВК «ИКМ-Пирамида» происходит 1 раз в сутки, коррекция часов УСПД производится при наличии расхождения более  $\pm 2$  с. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет  $\pm 1$  с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков осуществляется при наличии расхождения более  $\pm 3$  с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, сличение показаний часов счетчиков и ИВК «ИКМ-Пирамида» производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов осуществляется при наличии расхождения более  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, УСПД, ИВК отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журнале событий ИВК.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО «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 программными средствами ПО.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО:	
CalcClients.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
CalcLeakage.dll	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
CalcLosses.dll	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Metrology.dll	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
ParseBin.dll	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
ParseIEC.dll	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
ParseModbus.dll	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
ParsePiramida.dll	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
SynchroNSI.dll	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
VerifyTime.dll	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

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 ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 – 4 .

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование точки измерений	Состав ИК				
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС «Синеглазово» 110 кВ, ОРУ-35 кВ, 1 СШ, ВЛ-35 кВ «Синеглазово-Трубодеталь» 1 цепь	ТФЗМ-35А-У1 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 912-70	А1805 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05
2	ПС «Синеглазово» 110 кВ, ОРУ-35 кВ, 2 СШ, ВЛ-35 кВ «Синеглазово-Трубодеталь» 2 цепь	ТФЗМ-35Б-1У1 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 912-70	А1805 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
3	ГПП «Трубодеталь» 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 7, Ввод Т-1 6 кВ	ТЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	А1805 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	–	
4	ГПП «Трубодеталь» 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 19, Ввод Т-2 6 кВ	ТЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	А1805 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	–	
5	ГПП «Трубодеталь» 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 12, ООО «УЗСА»	ТОЛ 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47959-16	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	А1805 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	–	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ГПП «Трубодеталь» 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 18, ООО «УЗСА»	ТОЛ 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47959-16	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	А1805 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	—	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05
7	ЦРП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 7, «ЧЗЖБШ»	ТПФМ-10 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	А1805 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	—	
8	ГПП «Силикатный завод» 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 17, Ввод Т-1 6 кВ	ТВК 800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 45370-10	НТМИ-6 У3 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 51199-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	—	
9	ТП-10 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ, яч. 7, гр. 1, ООО «Макот»	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	—	
10	ТП-10 6 кВ, ШР-13 0,4 кВ, гр. 3, ООО «Макот»	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	—	
11	ТП-10 6 кВ, ШР-13 0,4 кВ, гр. 4, ООО «Трубспецдеталь»	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	—	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ТП-10 6 кВ, ШР-13 0,4 кВ, гр. 2, ИП «Вишневский»	–	–	ПСЧ-3ТМ.05М Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	–	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05
13	ТП-11 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ, яч. 2, ПАО «МТС»	–	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1/2 Рег. № 46634-11	–	
14	ТП-11 6 кВ, РУ-0,4 кВ, АВР, ПАО «Мегафон»	–	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1/2 Рег. № 46634-11	–	
15	ТП-26 МУП «ПОВВ», 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ-40 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-12	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	–	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ( $\pm\delta$ ), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ( $\pm\delta$ ), %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 4; 7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,4	5,7
5; 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	1,2	1,9	3,1	1,7	2,5	3,5
8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
9 – 12 (Сч 1)	$0,1I_6 \leq I_1 \leq I_{max}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,05I_6 \leq I_1 \leq 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4
13; 14 (Сч 1)	$0,2I_6 \leq I_1 \leq I_{max}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,1I_6 \leq I_1 \leq 0,2I_6$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,05I_6 \leq I_1 \leq 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4
15 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ( $\pm\delta$ ), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ( $\pm\delta$ ), %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1–4; 7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,8	2,7	2,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	3,1	2,4
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,5	2,8	5,0	3,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	4,6	2,9	5,3	3,6

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6
5; 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,1I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,1I_{н1}$	2,9	2,1	4,3	3,9
	$0,01I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,6	3,0	5,6	4,4
8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,4	2,7	5,5	4,2
9 – 12 (Сч 2)	$0,1I_6 \leq I_1 \leq I_{max}$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,05I_6 \leq I_1 \leq 0,1I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1
13; 14 (Сч 2)	$0,2I_6 \leq I_1 \leq I_{max}$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,1I_6 \leq I_1 < 0,2I_6$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,05I_6 \leq I_1 \leq 0,1I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1
15 (ТТ 0,5; Сч 1)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,3	2,6	5,4	4,2

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 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 1$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов, имеющие те же метрологические характеристики. Допускается замена УСВ, УСПД, ИВК «ИКМ-Пирамида» на аналогичные средства измерений утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды °С:	от 99 до 101 от 1 до 120 0,9 от +21 до +25



Окончание таблицы 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности температура окружающей среды, °С: - в месте расположения ТТ и ТН - в месте расположения счетчиков - в месте расположения УСПД	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub>  от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50
Погрешность хода часов АИИС КУЭ не превышает, с	±5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - Альфа А1800 - СЭТ-4ТМ.03М - ПСЧ-3ТМ.05М - ПСЧ-4ТМ.05МК - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - ИВК «ИКМ-Пирамида» - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	   120000 165000 140000 165000 2  35000 2  70000 1  35000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	  113  45  3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии через интернет провайдера или оператора 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.
- журнал ИВК:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и ИВК.

**Защищённость применяемых компонентов:**

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

**Возможность коррекции времени в:**

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

**Знак утверждения типа**

наносится на титульных листах эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность системы определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая и эксплуатационная документация, указанная в таблице 6.

Таблица 6- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Регистрационный номер	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 У3	51199-12	1
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	3690-73	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	3689-73	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-05	4

Окончание таблицы 6

1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	814-53	2
Трансформаторы тока	ТОЛ	47959-16	4
Трансформаторы тока	ТТИ	28139-12	3
Трансформаторы тока	ТВК	45370-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	31857-11	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05М	36354-07	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	3
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	2
Комплексы информационно-измерительные	«ИКМ-Пирамида»	29484-05	1
Методика поверки	ВЛСТ 1135. 00. 000 МП	-	1
Формуляр	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу ВЛСТ 1135.00.000 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энермет» (потребитель АО «Трубодеталь»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 21.09.2017 г.

Основные средства 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 Альфа А1800 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (регистрационный №) 31857-06) – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

- счетчиков Альфа А1800 (регистрационный № 31857-11) – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

- счетчиков ПСЧ-3ТМ.05М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.138РЭ1,

являющемся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.138РЭ, согласованным с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «21» марта 2011 г.;

- СИКОН С70 – в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

- УСВ-2 – по документу ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» – по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS), регистрационный № 27008-04;

- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.311) регистрационный № 22129-09.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

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

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Энермет» (потребитель АО «Трубодеталь») (АИИС КУЭ ООО «Энермет» (потребитель АО «Трубодеталь»))», аттестованной АО ГК «Системы и технологии», аттестат аккредитации № RA.RU.312308 от 07.09.2017 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «Энермет» (потребитель АО «Трубодеталь»)**

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

#### **Изготовитель**

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и технологии»  
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Телефон: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: [st@sicon.ru](mailto:st@sicon.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@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.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.