



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.073.A № 50880**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала  
"Красноярская ТЭЦ-2" ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)"**

**ЗАВОДСКИЕ НОМЕРА 15, 16, 23, 24, 26**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**ООО "Техпроминжиниринг", г.Красноярск**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 53620-13**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**07-45/010 МП**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **29 мая 2013 г. № 530**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2013 г.

Серия СИ

№ 009847

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Красноярская ТЭЦ-2» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

### Назначение средства измерений

Каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Красноярская ТЭЦ-2» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (далее по тексту – ИК АИИС КУЭ) предназначены для измерения активной и реактивной электроэнергии составе АИИС КУЭ филиала «Красноярская ТЭЦ-2» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» номер в Государственном реестре средств измерений (далее № ГР) 43859-10.

### Описание средства измерений

ИК АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень – уровень информационно-измерительных комплексов (ИИК), включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности ( $K_T$ ) 0,5 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН)  $K_T = 0,5$  по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии ЕвроАльфа  $K_T = 0,5S$  по ГОСТ Р 52323 (в части активной электроэнергии) и  $K_T = 1,0$  по ГОСТ Р 53425 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С1 (№ ГР 15236-03), и коммутационное оборудование.

3-ий уровень – уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер базы данных (БД), устройство синхронизации системного времени УСВ-1 (№ ГР 28716-05), автоматизированное рабочее место (АРМ) пользователей и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. Измерения электроэнергии выполняются путем интегрирования по времени мощности контролируемого присоединения.

Измерения активной мощности ( $P$ ) счетчиком выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения ( $u$ ) и тока ( $i$ ) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности ( $p$ ) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчик производит измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) и рассчитывает полную мощность  $S = U \times I$ . Реактивная мощность ( $Q$ ) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$ . Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 1 час. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 1 час.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на вход УСПД, где осуществляется перевод измеренных значений в именованные физические величины с учетом постоянной счетчика, а также умножение на коэффициенты трансформации ТТ ( $K_i$ ), и ТН ( $K_u$ ), формирование и хранение измерительной информации, передача результа-



тов измерений через GSM-модемы в сервер БД.

Синхронизация часов счетчиков ИК производится при каждом обращении к ИИК существующей АИИС КУЭ филиала «Красноярская ТЭЦ-2» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)».

### Программное обеспечение

Каналы измерительные АИИС КУЭ филиала «Красноярская ТЭЦ-2» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» функционируют под управлением программного комплекса «Пирамида 2000», входящего в состав АИИС КУЭ.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в табл. 1.

Таблица 1 — Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Версия программного обеспечения	Наименование программного модуля	Наименование файла	Значение хэш-кода
ПО «Пирамида 2000»	3.0 09.09.2011	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
		Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
		Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
		Общий модуль функций расчета различных значений и проверки точности вычислений	Metrology.dll	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	f557f885b737261328cd77805bd1ba7
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEK.dll	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f486
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
		Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных НСИ	SynchroNSI.dll	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
		Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Программное обеспечение (ПО) имеет уровень защиты «С» от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010. Влияние ПО на метрологические характеристики АИИС КУЭ отсутствует.

### Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики ИК приведены в табл. 2, которая содержит перечень и состав 1-го уровня ИК с указанием наименования присоединений и измерительных компонентов.

Таблица 2 — Перечень и состав 1-го уровня ИК

№ ИК	Наименование присоединения	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	
26	РУ-0,4 кВ ООО «Де Марко»	EA05RL-B-4, $K_T = 0,5S / 1,0$ ; № ГР16666-97	ТОП-0,66, 3 ед. $K_T = 0,5$ ; $K_i = 200/5$ ; № ГР 15174-06	–	Активная, реактивная
15	РУСН 0,4 кВ Тепловозное депо ввод 1	EA05RL-P2B-4W, $K_T = 0,5S / 1,0$ ; № ГР16666-97	ТОП-0,66, 3 ед. $K_T = 0,5$ ; $K_i = 200/5$ ; № ГР 15174-06	–	Активная, реактивная
16	РУСН 0,4 кВ Тепловозное депо ввод 2	EA05RL-P2B-4W, $K_T = 0,5S / 1,0$ ; № ГР16666-97	ТОП-0,66, 3 ед. $K_T = 0,5$ ; $K_i = 200/5$ ; № ГР 15174-06	–	Активная, реактивная
23	КРУ 6 кВ ТП-289 ввод 1	EA05RL-B-4, $K_T = 0,5S / 1,0$ ; № ГР16666-97	ТБК-10, 3 ед. $K_T = 0,5$ ; $K_i = 100/5$ ; № ГР 8913-82	НТМИ-6-66, 1 ед. $K_T = 0,5$ ; $K_i = 6000/100$ ; № ГР 2611-70	Активная, реактивная
24	КРУ 6 кВ ТП-289 ввод 2	EA05RL-B-4, $K_T = 0,5S / 1,0$ ; № ГР16666-97	ТЛМ-10, 3 ед. $K_T = 0,5$ ; $K_i = 100/5$ ; № ГР 2473-05	НТМИ-6-66, 1 ед. $K_T = 0,5$ ; $K_i = 6000/100$ ; № ГР 2611-70	Активная, реактивная

Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в табл. 3 и 4.

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК активной электроэнергии

Номер ИК	Коэффициент мощности $\cos(\varphi)$	$\pm \delta_{5\%P}$ , [ % ] $W_{PI5\%} \leq W_{PIзм} < W_{PI20\%}$	$\pm \delta_{20\%P}$ , [ % ] $W_{PI20\%} \leq W_{PIзм} < W_{PI100\%}$	$\pm \delta_{100\%P}$ , [ % ] $W_{PI100\%} \leq W_{PIзм} < W_{PI120\%}$
15, 16, 26	0,5	5,5	3,0	2,2
	0,8	3,0	1,9	1,6
	0,866	2,6	1,7	1,4
	1	1,9	1,2	1,1
23, 24	0,5	5,5	3,1	2,3
	0,8	3,1	2,0	1,7
	0,866	2,7	1,8	1,5
	1	2,0	1,4	1,2

Таблица 4 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии

Номер ИК	Коэффициент мощности $\sin(\varphi) / \cos(\varphi)$	$\pm \delta_{5\%Q}$ , [ % ] $W_{QI5\%} \leq W_{QIзм} < W_{QI20\%}$	$\pm \delta_{20\%Q}$ , [ % ] $W_{QI20\%} \leq W_{QIзм} < W_{QI100\%}$	$\pm \delta_{100\%Q}$ , [ % ] $W_{QI100\%} \leq W_{QIзм} < W_{QI120\%}$
15, 16, 26	0,5 / 0,866	6,4	3,7	2,9
	0,8 / 0,6	4,0	2,6	2,3
	0,866 / 0,5	3,2	2,3	2,1
23, 24	0,5 / 0,866	4,2	2,7	2,4
	0,8 / 0,6	3,2	2,3	2,2
	0,866 / 0,5	2,8	2,1	2,1

где  $\delta$  [ % ] - предел допускаемой относительной погрешности ИК при значении тока в сети относительно  $I_{ном}$  5% ( $\delta_{5\%P}, \delta_{5\%Q}$ ), 20% ( $\delta_{20\%P}, \delta_{20\%Q}$ ) и 100% ( $\delta_{100\%P}, \delta_{100\%Q}$ );

$W_{изм}$  - значение приращения активной (P) и реактивной (Q) электроэнергии за 30-минут-

ный интервал времени в диапазоне измерений с границами 5% ( $W_{PI5\%}$ ,  $W_{QI5\%}$ ), 20% ( $W_{PI20\%}$ ,  $W_{QI20\%}$ ), 100% ( $W_{PI100\%}$ ,  $W_{QI100\%}$ ) и 120% ( $W_{PI120\%}$ ,  $W_{QI120\%}$ ).

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения приращения электроэнергии и средней мощности за 1 час.
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
4. Нормальные условия эксплуатации ИК АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха	$20 \pm 5$ °C
- сила тока	$1 \pm 0,2 I_{ном}$
- напряжение	$1 \pm 0,02 U_{ном}$
- коэффициент мощности $\cos(\varphi)$ / $\sin(\varphi)$	0,866 инд. / 0,5 инд.
- частота питающей сети, Гц	от 49,5 до 50,5

5. Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха для ТТ и ТН, °C	от -40 до +50
- температура окружающего воздуха для счетчиков, °C	от -40 до +70
- сила тока, % от номинального ( $I_{ном}$ )	от $I_{мин}$ до 120
- напряжение, % от номинального ( $U_{ном}$ )	от 90 до 110
- коэффициент мощности [ $\cos(\varphi)$ ]	0,5 инд. – 1 – 0,5 емк.
- частота питающей сети, Гц	от 47,5 до 52,5

6. Погрешность в рабочих условиях указана:

- для силы тока  $I$  от  $I_{ном} = 0,05; 0,20; 1$ ;
- для  $\cos(\varphi)$  [ $\sin(\varphi)$ ] = 0,5 [0,866], 0,8 [0,6], 0,866 [0,5], 1, и
- для температуры окружающего воздуха в точках измерений от 0 до +35 °C.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 2. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в ИК АИИС КУЭ компонентов:

- трансформаторы тока - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 400\,000$  ч, средний срок службы  $t_{сл} = 30$  лет;
- трансформаторы напряжения - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 440\,000$  ч, средний срок службы  $t_{сл} = 25$  лет;
- счетчики ЕвроАльфа - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 50\,000$  ч, среднее время восстановления  $t_{в} = 24$  ч;
- УСПД СИКОН С1 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\,000$  ч, средний срок службы  $t_{сл} = 15$  лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ посредством сети сотовой связи стандарта GSM. В случае аварийного отсутствия связи предусмотрен сбор информации непосредственно со счетчиков, посредством переносного инженерного пульта (ноутбук), с последующей загрузкой ее в базу данных ИВК с помощью ПО «AlphaPlus»;

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
  - параметрирования;
  - отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - корректировки часов.

Защищенность применяемых компонентов:

- путем пломбирования счетчиков электроэнергии пломбировочной проволокой и пломбой спереди;
- путем пломбирования трансформаторов тока пломбой в 2-х местах на месте крепления задней крышки;
- путем пломбирования УСПД сбоку пломбой в 3-х местах;
- путем ограничения доступа к трансформаторам тока и напряжения, счетчикам, размещением технических средств в закрываемых помещениях и закрываемых шкафах;
- наличием системы паролей для доступа к изменению параметров и данных счетчиков.

Глубина хранения информации в счетчиках:

- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток;
- при отключении питания - не менее 5 лет.

#### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации ИК АИИС КУЭ типографским способом.

#### **Комплектность средства измерений**

Комплектность ИК АИИС КУЭ приведена в табл. 5.

Таблица 5 — Комплектность ИК АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во
1 Трансформатор тока	ТОП-0,66	9
2 Трансформатор тока	ТВК-10	3
3 Трансформатор тока	ТЛМ-10	3
4 Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
5 Электросчетчик	EA05RL-B-4	3
6 Электросчетчик	EA05RL-P2B-4W	2
7 Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С1	1
8 Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	1
9 Паспорт-формуляр	86619795.422231.154.ФО	1
10 Методика поверки	07-45/010 МП	1
11 Методика (методы) измерений	—	1

#### **Поверка**

осуществляется по документу 07-45/010 МП «ГСИ. Каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Красноярская ТЭЦ-2» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», утвержденному 30.01.2013 г. ФБУ «Красноярский ЦСМ

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

- вольтамперфазометр Парма ВАФ-А по методике поверки, изложенной в разделе «7 Поверка прибора» руководства по эксплуатации РА 1.007.001 РЭ и согласованной с ГЦИ СИ Тест-С.-Петербург в декабре 2004 г.;
- переносной компьютер с ПО «AlphaPlus».

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

Методика измерений содержится в документе «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии с использованием измерительных комплексов филиала «Красноярская ТЭЦ-2» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Методика аттестована ФБУ «Красноярский ЦСМ, свидетельство об аттестации № 16.01.00291.014-2012 от 14.12.2012 г.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ филиала «Красноярская ТЭЦ-2» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
5. 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».
6. ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений** - осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

ООО «Техпроминжиниринг»  
660127, г. Красноярск, ул. Мате Залки, 4 "Г",  
тел.: (391) 277-66-00, тел./факс: (391) 277-66-00

#### **Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Красноярском крае»  
660 093, г. Красноярск, ул. Вавилова, 1-А  
тел.: (391) 236-30-80, факс: (391) 236-12-94  
Аттестат аккредитации № 30073-10 от 20.12.2010 г. действителен до 01 января 2016 года.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.

М.п.