

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительные присоединений РУСН – 6 кВ сек. 6Р яч. 3, РУСН – 6 кВ сек. 7Р яч. 18 системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Назначение средства измерений

Каналы измерительные (далее по тексту – ИК) присоединений РУСН – 6 кВ сек. 6Р яч. 3, РУСН – 6 кВ сек. 7Р яч. 18 системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электроэнергии (далее – АИИС КУЭ) по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», предназначены для измерения активной и реактивной электроэнергии в составе АИИС КУЭ, зарегистрированной в Государственном реестре СИ под номером (№ ГР) 56820-14.

Описание средства измерений

ИК АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – уровень информационно-измерительных комплексов (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (K_T) 0,5S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) K_T 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.01 K_T 0,5S (в части активной электроэнергии) и K_T 1,0 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи.

2-ой уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и состоит из устройства сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70.

3-ий уровень системы - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя ИВК «ИКМ-Пирамида» (№ ГР 45270-10), устройство синхронизации системного времени УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, сервер базы данных АИИС КУЭ, автоматизированное рабочее место и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям поступают на измерительные входы счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются по периоду основной частоты сигналов. Реактивная мощность вычисляется по средним за период основной частоты значениям полной и активной мощности.

УСПД по каналам связи считывает измеренные значения в цифровом виде со счетчиков электрической энергии и осуществляет их перевод в именованные физические величины с учетом постоянной счетчика, а также умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН. Далее измеренные величины от УСПД передаются на уровень ИВК, где ведется учет потребления электроэнергии и мощности по временным интервалам, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Синхронизация часов счетчиков ИК осуществляется при каждом обращении к ИИК АИИС КУЭ по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Часы ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизируются с УСВ-3 (№ ГР 51644-12) непрерывно, коррекция часов ИВК производится при расхождении, превышающем ± 1 с. Часы УСПД сличаются с часами ИВК каждые 30 минут, коррекция часов УСПД производится при расхождении с часами ИВК, превышающем ± 1 с. Сличение часов счётчиков с часами УСПД осуществляется каждые 30 минут, коррекция производится при достижении расхождения с часами УСПД более ± 2 с.

Программное обеспечение

Каналы измерительные присоединений РУСН – 6 кВ сек. 6Р яч. 3, РУСН – 6 кВ сек. 7Р яч. 18 АИИС КУЭ по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» функционируют под управлением программного комплекса «Пирамида 2000», входящего в состав АИИС КУЭ.

ПО «Пирамида 2000» предназначено для организации специализированных серверов сбора информации. В функции сервера входит:

- обеспечение сбора данных ИК АИИС КУЭ ИВК «ИКМ–Пирамида»;
- подготовка данных для отображения на автоматизированных рабочих местах (АРМ) диспетчеров или операторов комплекса;
- отслеживание состояния системы и регистрация возникающих в ней событий;
- автоматическое формирование и рассылка отчетов для внешних систем;
- обеспечение СОЕВ.

ПО «Пирамида 2000» ведет сбор информации с устройств (счетчики, устройства сбора и передачи данных (УСПД), контроллеры и т.п.) через секунду передачи данных, которую в общем случае можно представить в виде каналов связи (выделенные линии, коммутируемые телефонные линии, GSM – каналы и пр.). После сбора, данные помещают в базу данных (БД). Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
CalcClients.dll	3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae 4	MD5
CalcLeakage.dll		b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	
CalcLosses.dll		d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	
Metrology.dll		52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c8 3	
ParseBin.dll		f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
ParseIEK.dll		48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
ParseModbus.dll		c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f486	
ParsePiramida.dll		ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	
SynchroNSI.dll		530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
VerifyTime.dll		1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в табл. 2, которая содержит перечень и состав ИК АИИС КУЭ с указанием наименования присоединений и измерительных компонентов.

Метрологические характеристики ИИК при измерении электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации приведены в табл. 3, 4.

Таблица 2 – Перечень и состав ИК присоединений РУСН-6кВ сек.6Р яч.3, РУСН-6кВ сек.7Р яч.18» АИИС КУЭ по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ»

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИИК			УСПД	ИВК	Вид электроэнергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)			
17	РУСН-6 кВ сек. 7Р, яч. 18	СЭТ-4ТМ.03М.01, $K_T = 0,5S / 1,0$; № ГР 36697-12	ТЛО-10, 3 шт.; $K_T = 0,5S$; $K_i = 100/5$; № ГР 25433-11	НАЛИ-СЭЩ, 1 шт.; $K_T = 0,5$; $K_U = 6300/100$; № ГР 51621-12	СИ-КОН С70 № ГР 28822-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» № ГР 45270-10	Активная, реактивная
19	РУСН-6 кВ сек. 6Р, яч. 3	СЭТ-4ТМ.03М.01, $K_T = 0,5S / 1,0$; № ГР 36697-12	ТЛО-10, 3 шт.; $K_T = 0,5S$; $K_i = 200/5$; № ГР 25433-11	НАЛИ-СЭЩ, 1 шт.; $K_T = 0,5$; $K_U = 6300/100$; № ГР 51621-12			Активная, реактивная

Таблица 3 – Пределы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Значение $\cos j$	$\delta_{1(2)\%P}, \%$ $W_{PI2\%} \leq W_P < W_{PI5\%}$	$\delta_{5\%P}, \%$ $W_{PI5\%} \leq W_P < W_{PI20\%}$	$\delta_{20\%P}, \%$ $W_{PI20\%} \leq W_P < W_{PI100}$ %	$\delta_{100\%P}, \%$ $W_{PI100\%} \leq W_P < W_{PI120}$ 0%
17, 19	1,0	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,866	$\pm 2,8$	$\pm 2,05$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,8	$\pm 3,1$	$\pm 2,23$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,5	$\pm 5,1$	$\pm 3,5$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$

Таблица 4 – Пределы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Значение $\sin j / \cos j$	$\delta_{2\%Q}, \%$ $W_{QI2\%} \leq W_Q < W_{QI5\%}$	$\delta_{5\%Q}, \%$ $W_{QI5\%} \leq W_Q < W_{QI20}$ %	$\delta_{20\%Q}, \%$ $W_{QI20\%} \leq W_Q < W_{QI100}$ %	$\delta_{100\%Q}, \%$ $W_{QI100\%} \leq W_Q < W_{QI120}$ 20%
17, 19	0,5/0,866	$\pm 6,01$	$\pm 4,7$	$\pm 4,07$	$\pm 4,07$
	0,6/0,8	$\pm 5,4$	$\pm 4,4$	$\pm 4,00$	$\pm 4,00$
	0,866/0,5	$\pm 4,1$	$\pm 3,6$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$

В таблицах 3 и 4 приняты следующие обозначения:

$W_{P(Q)}$ - значение измеренной активной (реактивной) электроэнергии при значении (в % от номинального) тока в сети;

$W_{PI1(2)\%} (W_{QI2\%})$ - значение электроэнергии при 1 (2) % от номинального значения тока в сети;

$W_{PI5\%} (W_{QI5\%})$ - значение электроэнергии при 5 % от номинального значения тока в сети;

$W_{PI20\%} (W_{QI20\%})$ - значение электроэнергии при 20 % от номинального значения тока в сети;

$W_{PI100\%} (W_{QI100\%})$ - значение электроэнергии при 100 % от номинального значения тока в сети;

$W_{PI120\%}$ ($W_{QI120\%}$) - значение электроэнергии при 120 % от номинального значения тока в сети (максимальное значение тока в сети).

Примечания

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния ПО.

4. Рабочие условия эксплуатации ИК АИИС КУЭ:

– напряжение питающей сети (0,9 – 1,1) $U_{ном}$;

– сила тока для ИИК № 17, 19 (0,01 – 1,2) $I_{ном}$;

– температура окружающей среды:

– для счетчиков электроэнергии от минус 40 до +60 °С;

– для трансформаторов тока от минус 50 до +45 °С;

– для трансформаторов напряжения минус 60 до +50 °С;

– для УСПД от минус 10 до +50 °С.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в ИК АИИС КУЭ компонентов:

– трансформаторы тока ТЛО-10 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 400\,000$ ч; средний срок службы $t_{сл} = 30$ лет;

– счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01 - среднее время наработки до отказа не менее $T = 165\,000$ ч; среднее время восстановления не более $t_{в} = 2$ ч;

– УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки до отказа не менее $T = 70\,000$ ч;

– сервера БД - среднее время наработки до отказа не менее $T = 100\,000$ ч; средний срок службы $t_{сл} = 18$ 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 «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»;

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

а) параметрирования;

б) отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;

с) корректировки часов.

Защищенность применяемых компонентов:

- путем пломбирования счетчиков электроэнергии типа Альфа А1800 пломбой спереди в 3-х местах;

- путем пломбирования трансформаторов тока и напряжения пломбой в 2-х местах на месте крепления задней крышки;

- путем пломбирования УСПД сбоку пломбой;

- путем пломбирования пломбой крышки испытательного клеммника;

- путем наклеивания полос пломбирования на разветвительную коробку в 2-х местах.

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии - суточные данные по 8-ми тарифам в 144 тарифных зонах с дискретом 10 мин не менее 30 суток; при отключении питания - более 40 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений с настраиваемой глубиной хранения; при отключении питания - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации каналов измерительных ИК АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность каналов измерительных присоединений РУСН – 6 кВ сек. 6Р яч. 3, РУСН – 6 кВ сек. 7Р яч. 18 автоматизированной информационно – измерительной системы контроля учета электрической энергии (АИИС КУЭ) объекта «Новый блок Абаканской ТЭЦ» филиала «Абаканская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» приведена в табл. 5.

Таблица 5 - Комплектность каналов измерительных присоединений РУСН – 6 кВ сек. 6Р яч. 3, РУСН – 6 кВ сек. 7Р яч. 18 автоматизированной информационно – измерительной системы контроля учета электрической энергии (АИИС КУЭ) объекта «Новый блок Абаканской ТЭЦ» филиала «Абаканская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

№ п/п	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Трансформатор тока	ТЛО-10	6
2	Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6	2
3	Счетчик учета электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
4	Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
5	Паспорт-формуляр на каналы измерительные	86619795.422231.156.1.ФО	1
6	Устройство синхронизации времени	УСВ - 3	1
7	Методика поверки	18-18/02 МП	1

Поверка

осуществляется по документу 18-18/02 МП «Каналы измерительные присоединений РУСН – 6 кВ сек. 6Р яч. 3, РУСН – 6 кВ сек. 7Р яч. 18 системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Красноярский ЦСМ» 28.10.2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217 – 2003;
- трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- СЭТ-4ТМ.03М.01 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- УСПД «СИКОН С70» – по методике поверки ВЛСТ 220.00.000 И1;
- УСВ-3 – по методике поверки ВЛСТ 221.00.000 МП;
- вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ-А» по РА1.007.001 МП «Вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ®-А». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМС» в марте 2010 г.;

– переносной компьютер с ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», «Оперативный сбор», «Пирамида 2000 мобильный АРМ».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений содержится в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии и мощности по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» филиала «Абаканская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (технический учет)». Методика аттестована ФБУ «Красноярский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 07.01.00291.006-2014 от 22.08.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к каналам измерительным присоединений РУСН – 6 кВ сек. 6Р яч. 3, РУСН – 6 кВ сек. 7Р яч. 18 АИИС КУЭ по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

2. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ООО «Техпроминжиниринг»

г. Красноярск, Адрес: 660127, г. Красноярск, Мате Залки 4г

тел./факс (391) 277-66-00

E-mail: info@ tpi-sib.ru.

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Красноярский ЦСМ»

660093, г. Красноярск, ул. Вавилова, 1а

Тел.: 236-30-80 (многоканальный)

Факс: 236-12-94

E-mail: krascsm@krascsm. ru

<http://www.krascsm.ru>

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Красноярский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30073-10 от 20.12.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.