

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в 30 минут, 1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- подготовка данных о результатах измерений и состоянии средств измерений в XML формате и их предоставление по электронной почте по запросу от аппаратно-программного комплекса (АПК) ОАО «АТС» или смежных организаций-участников розничного рынка электрической энергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (пломбирование, установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ построена на базе информационно-вычислительного комплекса (ИВК) «ИКМ-Пирамида» (Госреестр № 45270-10) и включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень системы – состоит из 3-х информационно-измерительных комплексов (ИИК), включающих измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности $K_T = 0,2S$ по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности $K_T = 0,5$ или $K_T = 0,2$ по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии EPQS $K_T = 0,2S$ по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и $K_T = 0,5$ по ГОСТ Р 52425 для реактивной электроэнергии, вторичные электрические цепи;

2-ой уровень — уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70, технических средств для организации локальной вычислительной сети, аппаратуры приема-передачи данных с электрическими и оптическими линиями связи;

3-ий уровень — информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает каналообразующую аппаратуру, сервер базы данных (БД) HP ProLiant DL380 G8, устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (Госреестр № 51644-12) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные 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. По мгновенным значениям силы и напряжения электрического тока в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотношены с текущим московским временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485 поступает в УСПД. УСПД осуществляет вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной трансформации и журнала событий, передачу результатов измерений через GSM-модемы в сервер БД.

Далее сервер БД при помощи ПО осуществляет сбор, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД и ИВК. Синхронизация часов ИВК и УСПД осуществляется по часам подключенных к ним УСВ-3 каждую секунду, корректировка часов выполняется при расхождении часов ИВК и УСПД с часами УСВ-3 более чем на ± 1 с. Часы УСВ-3 синхронизированы со спутниковым временем по сигналам входящего в состав устройства GPS-приемника, сличение производится непрерывно, погрешность синхронизации $\pm 0,01$ с. По часам УСПД осуществляется корректировка часов счетчиков. Сличение часов счётчиков с часами УСПД осуществляется один раз в 30 минут, корректировка часов счётчиков производится 1 раз в сутки при достижении расхождения с часами УСПД более чем на ± 2 с.

Погрешность часов измерительных компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

АИИС КУЭ функционируют под управлением программного комплекса «Пирамида 2000», входящего в состав АИИС КУЭ.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в табл. 1.

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

ПО АИИС КУЭ обеспечивает:

- поддержку функционирования ИВК в составе локальной вычислительной сети (при необходимости);
 - функционирование системы управления базами данных (формирование базы данных, управление файлами, их поиск, поддержку);
 - формирование отчетов и их отображение, вывод на печатающее устройство;
 - поддержку СОЕВ;
 - решение конкретных технологических и производственных задач пользователей.
- Идентификационные данные ПО приведены в табл. 1.

Таблица 1 — Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Наименование программного модуля	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Пирамида 2000	3.0 С-2048	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	MD5
		b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	Модуль расчета небаланса энергии/мощности	
		d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	
		52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	Общий модуль функций расчета различных значений и проверки точности вычислений	
		f557f885b737261328cd77805bd1ba7	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	
		48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	
		c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f486	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	
		ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	
		530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных НСИ	
		1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) представлен в табл. 2, а метрологические характеристики ИК в рабочих условиях эксплуатации в табл. 3 и 4.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения (точка учета)	Состав ИК					Вид электро-энергии
		Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	Счетчик электроэнергии	УСПД	ИВК	
1	ЛЭП 110 кВ Абаканская ТЭЦ - Калининская I цепь	ТВ-ЭК, 3 ед. $K_T = 0,2S$; $K_i = 600/5$; № ГР 39966-10	НКФ-100, 3 ед. $K_T = 0,5$; $K_i = 110000/\sqrt{3}$; $100/\sqrt{3}$; № ГР 26452-06	EPQS, $K_T = 0,2S/0,5$; № ГР 25971-06	Сикон С70 № ГР 28822-05	УСВ-3 № ГР 51644-12	Активная, реактивная
2	ЛЭП 110 кВ Абаканская ТЭЦ - Калининская II цепь	ТВ-ЭК, 3 ед. $K_T = 0,2S$; $K_i = 600/5$; № ГР 39966-10		EPQS, $K_T = 0,2S/0,5$; № ГР 25971-06			
3	ТГ-4	ТШЛ - 20, 3 ед., $K_T = 0,2S$; $K_i = 10000/5$; № ГР 47957-11	НАЛИ-СЭЩ-10-1, 3 ед.; $K_T = 0,2$; $K_i = 10000/100$; № ГР 38394-08	EPQS, $K_T = 0,2S/0,5$; № ГР 25971-06			Активная, реактивная

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной энергии в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Значение $\cos \varphi$	$\pm \delta_{2\%P}$, [%]	$\pm \delta_{5\%P}$, [%]	$\pm \delta_{20\%P}$, [%]	$\pm \delta_{100\%P}$, [%]
		$W_{PI2\%} \leq W_{Pизм} < W_{PI5\%}$	$W_{PI5\%} \leq W_{Pизм} < W_{PI20\%}$	$W_{PI20\%} \leq W_{Pизм} < W_{PI100\%}$	$W_{PI100\%} \leq W_{Pизм} \leq W_{PI120\%}$
1, 2	1,0	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,866	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,5	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
3	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$
	0,866	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,5	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$

Таблица 4 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной энергии в рабочих условиях эксплуатации

№ канала	Значение $\cos \varphi / \sin \varphi$	$\pm \delta_{2\%Q}$, [%]	$\pm \delta_{5\%Q}$, [%]	$\pm \delta_{20\%Q}$, [%]	$\pm \delta_{100\%Q}$, [%]
		$W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{QI5\%}$	$W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{QI20\%}$	$W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{QI100\%}$	$W_{QI100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{QI120\%}$
1, 2	0,5/0,866	$\pm 2,7$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,6/0,8	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,866/0,5	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
3	0,5/0,866	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,6/0,8	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,866/0,5	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$

где δ [%] - предел допускаемой относительной погрешности ИК при значении тока в сети 2 % ($\delta_{2\%P}$, $\delta_{2\%Q}$), 5 % ($\delta_{5\%P}$, $\delta_{5\%Q}$), 20 % ($\delta_{20\%P}$, $\delta_{20\%Q}$) и 100 % ($\delta_{100\%P}$, $\delta_{100\%Q}$) от $I_{ном}$;

$W_{изм}$ - значение приращения активной (P) и реактивной (Q) электроэнергии за 30-минут-ный интервал времени в диапазоне измерений с границами 2% ($W_{PI5\%}$, $W_{QI5\%}$), 5 % ($W_{PI15\%}$, $W_{QI15\%}$), 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 электроэнергии и средней мощности (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
4. Нормальные условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха	20±5 °С
- сила тока	1±0,2 $I_{ном}$
- напряжение	1±0,02 $U_{ном}$
- коэффициент мощности $\cos(\varphi) \setminus \sin(\varphi)$	0,5 инд. – 1 – 0,5 емк.
- частота питающей сети, Гц	от 49 до 51

5. Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха для ТТ и ТН, °С	от -40 до +50
- температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	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 – 0,8 емк.
- частота питающей сети, Гц	от 49 до 51

6. Погрешность в рабочих условиях указана:

- для I от 0,02 $I_{ном}$ до 1,2 $I_{ном}$;
- для $\cos \varphi$ от 0,5 инд. до 1 и от 1 до 0,8 емк.
- для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от +15 °С до +35 °С.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

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

- счетчики EPQS - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, средний срок службы $t_{сл} = 32$ года.

- УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления $t_в = 2$ ч;

- сервер - коэффициент готовности не менее $K_Г = 0,999$, среднее время восстановления $t_в = 1$ ч;

- СОЕВ - коэффициент готовности не менее $K_Г = 0,999$, среднее время восстановления $t_в = 2$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи.

Регистрация событий:

- а) в журнале событий счетчика:

- параметрирования,
- корректировки системного времени,
- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;

- б) в журнале событий УСПД:

- параметрирования,

- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях,
- входа в режим и выхода из режима подчинения устройстве точного времени;

в) в журнале событий ИВК:

- несанкционированного изменения ПО и параметрирования АИИС КУЭ,
- потери и восстановления связи со счетчиками,
- корректировки системного времени (расписание).

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– 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, УСПД и серверу БД (размещением технических средств в закрываемых помещениях и закрываемых шкафах);

б) защита информации на программном уровне:

– установка паролей на счетчиках, УССВ, сервере БД, АРМ;

– разграничение полномочий пользователей по доступу к изменению параметров, времени и данных;

– регистрация событий коррекции системного времени и данных по электроэнергии и мощности;

– защита результатов измерений при передаче.

Глубина хранения информации:

– счетчик - 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 - не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

– ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в табл. 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во
1 Трансформатор тока	ТВ-ЭК	6
2 Трансформатор тока	ТШЛ - 20	3
3 Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10-1	1
4 Трансформатор напряжения	НКФ-110	3
5 Счетчик	EPQS	3
6 GSM-модем	Teleofis RX100 R2	1
7 Коммутатор	HP ProCurve 1700-24	1
8 УСПД	Сикон С70	1
9 ИБП	Smart UPS RT 3000 VA RM 230 V	1
10 УССВ	УСВ-3	1

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Кол-во
11 Контроллер телесигнализации	Контроллер ТС	1
12 Паспорт-формуляр на АИИС КУЭ	86619795.422231.156 ФО	1
13 Методика поверки	07-45/016 МП	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом 07-45/016 МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», утвержденным ФБУ «Красноярский ЦСМ» 18.12.2013 г.

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 «MeterCat Альфа А1800», «Конфигуратор RTU-325», «АльфаЦЕНТР» АС_SE.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений содержится в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Методика аттестована ФБУ «Красноярский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 07.01.00291.002-2013 от 30.12.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

1. ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
4. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. 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

- при осуществлении 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 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

Ф.В. Булыгин

«___» _____ 2014 г.

М.п.