

П Р И К А З

8 февраля 2013 г.

№ 94

Москва

О внесении изменений в описание типа на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ООО «Енисейский ЦБК»

В связи с обращением ФБУ «Красноярский ЦСМ», г. Красноярск,
от 06.07.2012 года

П р и к а з ы в а ю :

1. Внести изменения в описание типа (ОТ) на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ООО «Енисейский ЦБК», зарегистрированную в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, с сохранением номера Государственного реестра Российской Федерации № 49836-12, номера сертификата № 46440.

Изменения, представленные в приложении, проведены в части:

- наименования присоединений для измерительных каналов (ИК) №№ с 5 по 15, 19 и с 23 по 26;

- коэффициента трансформации трансформатора тока в ИК № 15;

- наименования типа трансформатора тока в ИК № 19.

2. Управлению метрологии (С.С. Голубеву) оформить новое описание типа средства измерений.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В. Булыгин

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Енисейский ЦБК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Енисейский ЦБК» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, принятой от подстанции «Красноярская ТЭЦ-1» (ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)») и с ПС 110/6 кВ №27а (филиал ОАО «МРСК Сибири» Красноярскэнерго) и переданной технологическим объектам ООО «Енисейский ЦБК» а также для сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

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 и средних за 30-минутные интервалы времени значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета за 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;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений (СИ) от аппаратно-программного комплекса (АПК) ОАО «АТС» или смежных организаций-участников розничного рынка электрической энергии и мощности;
- 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», номер в Госреестре (далее - №ГР) 45270-10 и включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – уровень информационно-измерительных комплексов (ИИК), включающий в себя 26 ИИК, каждый из которых состоит из трансформаторов тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в табл. 2.;

2-ой уровень – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70,

устройство синхронизации системного времени UCSB-2 (№ГР 41681-10) и технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

3-ий уровень – ИВК, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер базы данных (БД) на базе сервера HP ProLiant DL160 G6, UCSB-2, автоматизированное рабочее место (АРМ) пользователей 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. Измерения электроэнергии выполняется путем интегрирования по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи многофункциональных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М.

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 $S = U \cdot I$. Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Далее измеренные значения поступают по каналам связи в УСПД СИКОН С70 (для ИК №№ с 1-го по 14-й, с 17-го по 21-й) и на уровень ИВК (для ИК №№ 15, 16, с 22-го по 26-й), где осуществляется перевод измеренных значений в именованные физические величины с учетом постоянной счетчика, а также умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН. С УСПД по интерфейсу ИРПС данные передаются на уровень ИВК, где ведется учет потребления электроэнергии и мощности по временным интервалам, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и информационное взаимодействие с организациями-участниками оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени СОЕВ, которая охватывает все уровни иерархии. Синхронизация часов ИВК осуществляется по часам UCSB-2 1 раз в час, корректировка часов выполняется при расхождении часов ИВК с часами UCSB-2 более чем на ± 1 с. Часы UCSB-2 синхронизированы со спутниковым временем по сигналам ГЛОНАСС/GPS-приемника с погрешностью $\pm 0,01$ с, сличение производится непрерывно. Синхронизация часов УСПД производится по часам ИВК 1 раз в 30 минут, корректировка часов производится при достижении расхождения часов УСПД с часами ИВК более чем на ± 1 с. По часам УСПД или ИВК, в зависимости от схемы связи в измерительном канале (ИК), осуществляется корректировка часов счетчиков. Сличение часов счётчиков с часами УСПД или ИВК осуществляется один раз в 30 минут, корректировка часов счётчиков производится 1 раз в сутки при достижении расхождения с часами УСПД или ИВК более чем на ± 2 с.

Погрешность часов измерительных компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) АИИС КУЭ состоит из следующих сертифицированных программных продуктов:

- «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» - программный пакет для работы со счетчиками СЭТ-4ТМ.03М (чтение и конфигурирование);
- «Базовый пакет программного обеспечения СИКОН С70» - для настройки сбора с УСПД СИКОН С70;
- «Пирамида 2000.Сервер» - программный пакет для сервера сбора данных ИВК «ИКМ Пирамида»;

- «Пирамида 2000.APM» - программный пакет для АРМ пользователей;
 - MS SQL - программный пакет для сервера БД.
- 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 программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Версия программного обеспечения	Наименование программного модуля	Наименование файла	Значение хэш-кода
ПО «Пирамида 2000»	3.0	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	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEK.dll	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
		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 рас-синхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75		

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 - «С». Влияние ПО на метрологические характеристики измерения активной и реактивной электроэнергии отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) точек учета электроэнергии приведен в табл. 2.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ ООО «Енисейский ЦБК»

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИИК			УСПД	ИВК	Вид электроэнергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)			
1	ПС-110/6кВ №27 яч.2	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПШЛ-10 Ki= 3000/5 КТ 0,5 №ГР 1423-60	1 ед. типа НТМИ-6 Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 831-53	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
2	ПС-110/6кВ №27 яч.6	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПШЛ-10 Ki= 3000/5 КТ 0,5 №ГР 1423-60	1 ед. типа НТМИ-6 Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 831-53	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
3	ПС-110/6кВ №27 яч.13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПШЛ-10 Ki= 3000/5 КТ 0,5 №ГР 1423-60	1 ед. типа НТМИ-6 Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 831-53	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
4	ПС-110/6кВ №27 яч.17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПШЛ-10 Ki= 3000/5 КТ 0,5 №ГР 1423-60	1 ед. типа НТМИ-6 Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 831-53	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
5	ПС-110/6кВ №27А, яч.8	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТЛШ-10 УЗ Ki= 3000/5 КТ 0,5 №ГР 6811-78	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
6	ПС-110/6кВ №27А, яч.11	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПОЛ-10 Ki= 800/5 КТ 0,5 №ГР 1261-59	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
7	ПС-110/6кВ №27А, яч.12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10 УЗ Ki= 100/5 КТ 0,5 №ГР 1276-59	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
8	ПС-110/6кВ №27А, яч.14	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10М У2 Ki= 400/5; КТ 0,5 №ГР 22192-07	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
9	ПС-110/6кВ №27А, яч.16	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	1 ед. ТПЛ-10, 1 ед. ТПЛ-10 УЗ Ki= 100/5; КТ 0,5 №ГР 1276-59	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 831-69	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
10	ПС-110/6кВ №27А, яч.25	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПОЛ-10 УЗ Ki= 800/5 КТ 0,5 №ГР 1261-59	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
11	ПС-110/6кВ №27А, яч.23	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПОЛ-10 УЗ Ki= 1500/5 КТ 0,5 №ГР 1261-59	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
12	ПС-110/6кВ №27А, яч.21	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10 УЗ Ki= 600/5 КТ 0,5 №ГР 1276-59	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
13	ПС-110/6кВ №27А, яч.19	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10 УЗ Ki= 300/5 КТ 0,5 №ГР 1276-59	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИИК			УСПД	ИВК	Вид электроэнергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)			
14	ПС-110/6кВ №27А, яч.15	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТЛШ-10 УЗ Ki= 3000/5 КТ 0,5 №ГР 6811-78	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
15	РУ-32А яч.16	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПОЛ-10 Ki= 1000/5 КТ 0,5 №ГР 1261-59	1 ед. типа НТМИ-6 Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 831-53	—	«ИКМ-Пирамида» №ГР 45270-10	Активная, реактивная
16	РУ-32А яч.19	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10 Ki= 400/5 КТ 0,5 №ГР 1276-59	1 ед. типа НТМИ-6 Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 831-53	—	«ИКМ-Пирамида» №ГР 45270-10	Активная, реактивная
17	РУ-21 яч. 17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10 УЗ Ki= 100/5 КТ 0,5 №ГР 1276-59	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
18	РУ-21 яч. 1	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10 УЗ Ki= 200/5 КТ 0,5 №ГР 1276-59	1 ед. типа НТМИ-6 Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 831-53	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
19	РУ-30 яч.3	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10 Ki= 200/5 КТ 0,5 №ГР 1276-59	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
20	РУ-30 яч.45	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛМ-10 Ki= 300/5 КТ 0,5 №ГР 2363-68	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
21	РУ-30 яч.65	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10 Ki= 150/5 КТ 0,5 №ГР 1276-59	1 ед. типа НТМИ-6-66 УЗ Ku=6000/100 КТ 0,5 №ГР 2611-70	Сикон С70 №ГР 28822-05	—	Активная, реактивная
22	РП-7 РУ-0,4кВ	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа Т-0,66М УЗ Ki= 250/5 КТ 0,5 №ГР 36382-07	—	—	«ИКМ-Пирамида» №ГР 45270-10	Активная, Реактивная
23	ТП-12 яч.2	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа Т-0,66М УЗ Ki= 200/5 КТ 0,5 №ГР 36382-07	—	—	«ИКМ-Пирамида» №ГР 45270-10	Активная, Реактивная
24	ТП-12 яч.16	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа Т-0,66М УЗ Ki= 300/5 КТ 0,5 №ГР 36382-07	—	—	«ИКМ-Пирамида» №ГР 45270-10	Активная, Реактивная
25	ТП-12 яч.5	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа Т-0,66М УЗ Ki= 100/5 КТ 0,5 №ГР 36382-07	—	—	«ИКМ-Пирамида» №ГР 45270-10	Активная, Реактивная
26	ТП-47 РУ-0,4 яч.4	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа Т-0,66М УЗ Ki= 200/5 КТ 0,5 №ГР 36382-07	—	—	«ИКМ-Пирамида» №ГР 45270-10	Активная, Реактивная

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

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК

№ канала	Вид энергии	Значение $\cos \varphi$	$\delta_{5\%}, [\%]$	$\delta_{20\%}, [\%]$	$\delta_{100\%}, [\%]$
			$W_{15\%} \leq W_{изм} < W_{120\%}$	$W_{120\%} \leq W_{изм} < W_{1100\%}$	$W_{1100\%} \leq W_{изм} < W_{1120\%}$
1-21	Активная	1	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
		0,8	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$
		0,5	$\pm 5,8$	$\pm 3,4$	$\pm 2,8$
22-26		1	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$
		0,8	$\pm 3,4$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
		0,5	$\pm 5,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,6$
1-21	Реактивная	0,8	$\pm 5,5$	$\pm 4,0$	$\pm 3,7$
		0,5	$\pm 4,2$	$\pm 3,5$	$\pm 3,4$
22-26		0,8	$\pm 5,4$	$\pm 3,9$	$\pm 3,5$
		0,5	$\pm 4,2$	$\pm 3,5$	$\pm 3,3$

где δ [%] - предел допускаемой относительной погрешности ИК при значении тока в сети относительно $I_{ном}$ 5% ($\delta_5\%$), 20% ($\delta_{20\%}$) и 100% ($\delta_{100\%}$) от ;

$W_{изм}$ - значение приращения активной (реактивной) электроэнергии за 30-минутный интервал времени в диапазоне измерений с границами 5% ($W_{15\%}$), 20% ($W_{120\%}$), 100% ($W_{1100\%}$) и 120% ($W_{1120\%}$).

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК 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 $1 \pm 0,2 I_{ном}$
- напряжение $1 \pm 0,02 U_{ном}$
- коэффициент мощности ($\cos \varphi$) 0,9 инд
- частота питающей сети, Гц от 47,5 до 52,5

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 85 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 $I = 0,05 I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,85$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от +5 до +35°С.

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

8. 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 одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ООО «Енисейский ЦБК» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления $t_g = 2$ ч;

- УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления $t_6 = 2$ ч;
- сервер - коэффициент готовности не менее $K_T = 0,999$, среднее время восстановления $t_6 = 1$ ч;
- СОЕВ - коэффициент готовности не менее $K_T = 0,999$, среднее время восстановления $t_6 = 2$ ч.

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».

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 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 113,7 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 - 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 ООО «Енисейский ЦБК»

Наименование	Обозначение	Кол-во
1 Трансформатор тока	ТПШЛ-10	8
2 Трансформатор тока	ТЛШ-10 УЗ	4
3 Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
4 Трансформатор тока	ТПЛ-10 УЗ	18
5 Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
6 Трансформатор тока	Т-0,66М УЗ	15
7 Трансформатор напряжения	НТМИ-6	7
8 Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 УЗ	14
9 Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.01	11
10 Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.09	10
11 Контроллер	СИКОН С70	1
12 GSM-модем	Teleofis RX108-R	12
13 GSM-модем	Cinterion MC52i Terminal	1
14 Коммутатор	D-Link DES 1016	1
15 ИБП	1000 ВА	1
16 ИБП	750 ВА	2
17 Сервер сбора данных	ИБК «ИКМ Пирамида»	1
18 УССВ	УСВ-2	2
19 Сервер базы данных	HP ProLiant DL 160 G6	1
20 Программное обеспечение	«Пирамида 2000», версия 3.0	1
21 Ведомость эксплуатационной документации	86619795.422231.139.ВЭ	1
22 Инструкция по эксплуатации КТС	86619795.422231.139.ИЭ	1
23 Паспорт-формуляр	86619795.422231.139.ФО	1
24 Массив входных данных	86619795.422231.139.В6	1
25 Состав выходных данных	86619795.422231.139.В8	1
26 Технологическая инструкция	86619795.422231.139.И2	1
27 Руководство пользователя	86619795.422231.139.И3	1
28 Инструкция по формированию и ведению базы данных	86619795.422231.139.И4	1
29 Методика поверки	16-05/007 МП	1
30 Методика (методы) измерений	—	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом 16-05/007 МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Енисейский ЦБК», утвержденным 16.03.2012 г.

Основные средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

– измеритель сопротивления MRU-101 с пределом измерений от 0,52 до 20 кОм, отн. погрешность $\pm 2\%$;

– термометр ПТСВ-1-2 с измерителем-регулятором температуры МИТ 8.15 с пределом измерений от минус 50 до 450 °С, абс. погрешность $\pm 0,02$ °С;

- вольтамперфазометр Парма ВАФ-А с пределами измерений:
 - а) для тока от 0 до 10 А, отн. погрешность $\pm [1 + 0,1 \times (I_k / I_n - 1)] \%$,
 - б) для напряжения от 0 до 460 В, отн. погрешность $\pm [1 + 0,1 \times (U_k / U_n - 1)] \%$,
 - в) для частоты от 45 до 65 Гц, отн. погрешность $\pm 0,1 \%$,
 - г) для мощности от 0 до 4600 Вт(Var), отн. погрешность $\pm 3 \%$;
- переносной компьютер с ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», «Оперативный сбор», «Пирамида 2000 мобильный АРМ».

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений активной и реактивной электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Енисейский ЦБК». Свидетельство об аттестации методики измерений № 16.01.00291.007-2012 от 14.03.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «Енисейский ЦБК»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
3. РД 34.11.114-98 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные метрологические характеристики. Общие требования»;
4. Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка и электроэнергии и мощности. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭМ. Технические требования».

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.