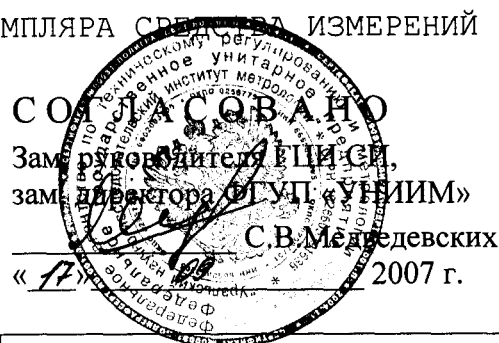


ОПИСАНИЕ ТИПА ЕДИНИЧНОГО ЭКЗЕМПЛЯРА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Красноярскэнерго» филиал «Юго-Восточные электрические сети» (АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнерго» филиал «Юго-Восточные ЭС»)</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>36924-08</u></p>
--	---

Изготовлена ОАО «Красноярскэнерго» по проектной документации ОАО «Проминвест-проект» г. Москва. Заводской № 10-06.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Красноярскэнерго» филиал «Юго-Восточные электрические сети» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и электрической мощности, получаемой и поставляемой ОАО «Красноярскэнерго» филиал «Юго-Восточные электрические сети», сбора, хранения и обработки полученной информации.

Область применения – организация автоматизированного коммерческого учета электрической энергии и мощности и определение с заданной точностью учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ является многоуровневой с иерархически распределенным сбором и обработкой информации с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Принцип действия системы состоит в измерении электрической энергии в каждом канале при помощи счетчиков с трансформаторным включением и последующей автоматизированной обработкой результатов измерений. Измерение мощности основано на измерении электроэнергии на заданном интервале времени.

АИИС КУЭ обеспечивает:

- измерение 30-ти минутных приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности;
- автоматический сбор (периодический и/или по запросу) измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета и привязкой к единому астрономическому времени;
- хранение информации об измеренных величинах в базе данных;
- передачу результатов измерений, состояния объектов и средств измерений на вышестоящие уровни, в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, состояниям объектов и средств измерений;
- защиту технических и программных средств и информационного обеспечения (данных) от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

- диагностирование и мониторинг сбора статистики ошибок функционирования технических средств;
- регистрацию и мониторинг событий (событий счетчиков, регламентных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты и др.);
- конфигурирование и настройку параметров системы;
- ведение единого системного времени.

АИИС КУЭ включает в себя 34 измерительных каналов, каждый из которых предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии по одному из присоединений ("точек учета"). Уровни системы:

- уровень точки учета (нижний уровень), который состоит из 34 информационно-измерительных комплексов (ИИК) и включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), вторичные измерительные цепи, электронные счетчики активной и реактивной электроэнергии;

- второй уровень состоит из 8 ИВКЭ (измерительно-вычислительный комплекс электроустановки), включающих в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), сервер, каналобразующую аппаратуру автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера локального энергообъекта;

- верхний уровень содержит сервер БД, технические средства организации локальной сети, автоматизированные рабочие места пользователей, технические средства передачи данных в ИВК АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнерго».

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами тока и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня и по проводным линиям связи поступают на входы электронных счетчиков электрической энергии. Мгновенные значения поступивших электрических сигналов преобразуются в цифровую форму, по которым в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и реактивной мощности, которые затем усредняются на интервале времени 0,02 с.

Электрическая энергия вычисляется как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности на интервале времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени 30 мин.

Сигналы в цифровой форме с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступают на входы УСПД, в которых осуществляется сбор, хранение и первичная обработка измерительной информации, ее накопление и передача на верхний уровень системы.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование справочных и отчетных документов.

В АИИС КУЭ использован комплекс аппаратно-программный «Пирамида» ЗАО ИТФ «Системы и технологии» (УСПД СИКОН С1, программное обеспечение «Пирамида-2000»), счетчики электроэнергии типа «Альфа» производства компании «Эльстер-Метроника» и проектно-технические решения, разработанные ОАО «Проминвестпроект» г. Москва.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации системного времени (УССВ) обеспечивает синхронизацию таймера сервера БД, таймеров счетчиков и УСПД. Сличение времени счетчиков с временем УСПД – один раз в сутки. Сличение времени сервера БД с временем УСПД – через каждый час. Коррекция производится при расхождении внутренних часов с источником времени более, чем на 2 с. Синхронизация времени осуществляется с использованием протокола SNTP, который гарантирует точность синхронизации 1-50 мс в зависимости от свойств источника и сетевых задержек. Расхождение времени в секундах компонентов системы указывается в журналах событий.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Перечень измерительных каналов АИИС с указанием измерительных компонентов и их характеристик представлен в таблице 1. Сведения о количестве измерительных компонентов и их номера по Государственному реестру СИ приведены в таблице 2. Метрологические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов системы

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	Зав. № ТТ	ТН	Зав. № ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 110/35/6 кВ "Бородинская" №1							
1	С-909	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-35977, В-8785, С-11420	НКФ-110 (х3) ¹ Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1068390 В-1068494, С-1068431	AV05RAL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3006033	СИКОН С1 1020
2	С-910	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-9902, В-11124, С-10007	НКФ-110 (х3) ² Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1836, В-1848, С-1884	AV05RAL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3006019	
3	В 1Т/ 110кВ	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-10543, В-106602, С-10461	НКФ-110 (х3) ¹ Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1068390, В-1068494, С-1068431	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003168	
4	В 2Т /110кВ	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-8338, В-8103, С-35950	НКФ-110 (х3) ² Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1836, В-1848, С-1884	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3002007	
5	С-51	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-9579, В-10653, С-9415	НКФ-110 (х3) ¹ Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1068390, В-1068494, С-1068431	AV05RAL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3006039	
6	С-52	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-10655, В-10 559, С-10684	НКФ-110 (х3) ² Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1836, В-1848, С-1884	AV05RAL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3006060	
7	С-911	ТФЗМ-110 (х3) Кэф.тр.100/5 Класс точн.0,5	А-746 В-740 С-749	НКФ-110 (х3) ¹ Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1068390, В-1068494, С-1068431	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3001938	
8	С-915	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-11170, В-11168, С-35936	НКФ-110 (х3) ¹ Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1068390, В-1068494, С-1068431	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003043	
9	С-916	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-11165 В-9767, С-36038	НКФ-110 (х3) ² Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1836, В-1848, С-1884	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003038	
10	С-917	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-9558, В-11401, С-11364	НКФ-110 (х3) ¹ Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1068390, В-1068494, С-1068431	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3002991	
11	С-918	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-11334, В-11488, С-11474	НКФ-110 (х3) ² Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1836, В-1848, С-1884	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003076	
12	С-920	ТФЗМ-110 (х3) Кэф.тр.100/5 Класс точн.0,5	А-3488, В-3487, С-3489	НКФ-110 (х3) ² Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1836, В-1848, С-1884	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3001937	
13	ОВ 110кВ	ТФНД-110 (х3) Кэф.тр.600/5 Класс точн.0,5	А-11551, В-9308, С-10647	НКФ-110 (х3) ^{1/2} Кэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-1068390/ 1836 В-1068494/ 1848 С-1068431/ 1884	AV05RAL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3006043	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 110/35/6 кВ "Рыбинская" №26							
14	С-881	ТФЗМ-110 (х3) Коэф.тр.100/5 Класс точн.0,5	А-14023, В-13875, С-13874	НАМИ-110 (х3) Коэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А- 548, В- 542, С- 581	AV05RAL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3006016	СИКОН С1 1022
ПС 110/35/10 кВ "Партизанская" №47							
15	В1Т/110 кВ	ТФЗМ-110 (х3) Коэф.тр.150/5 Класс точн.0,5	А-51244, В-51243, С-51242	НКФ-110 (х3) Коэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А- 58457, В- 60578, С- 60447	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003460	СИКОН С1 1003
16	В2Т/110 кВ	ТФЗМ-110 (х3) Коэф.тр.150/5 Класс точн.0,5	А-50912, В-51135, С-50893	НКФ-110 (х3) Коэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-58496, В-58459, С-58475	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003587	
ПС 110/10 кВ "Унер" №6							
17	В1Т/110 кВ	ТФЗМ-110 (х3) Коэф.тр.200/5 Класс точн.0,5	А-50727, В-50641, С-50747	НКФ-110 (х3) Коэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-58473 В-58478 С54485	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003116	СИКОН С1 1021
18	В2Т/110 кВ	ТФЗМ-110 (х3) Коэф.тр.200/5 Класс точн.0,5	А-50692, В-50693, С-50725	НКФ-110 (х3) Коэф.тр.110000/100 Класс точн.0,5	А-54059 В-54259 С-54339	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003715	
ПС 110/35/10 "Агинская" №5							
19	ввод 1Т 35кВ	ТФЗМ-35 (х3) Коэф.тр.200/5 Класс точн.0,5	А-72887, В-72965, С-72958	НАМИ-35 Коэф.тр.35000/100 Класс точн.0,5	А,В,С 130	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3002018	СИКОН С1 1019
20	ввод 2Т 35кВ	ТФЗМ-35 (х3) Коэф.тр.200/5 Класс точн.0,5	А-72890, В-72888, С-72889	НАМИ-35 Коэф.тр.35000/100 Класс точн.0,5	А,В,С 232	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3001905	
21	ввод 1Т 10кВ	ТЛМ-10 (х3) Коэф.тр.1000/5 Класс точн.0,5	А-5869, В-5859, С-5862	НАМИ-10 Коэф.тр.10000/100 Класс точн.0,5	А,В,С 36	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3001982	
22	ввод 2Т 10кВ	ТЛМ-10 (х3) Коэф.тр.1000/5 Класс точн.0,5	А-4006, В-4017, С-2463	НАМИ-10 Коэф.тр.10000/100 Класс точн.0,5	А,В,С 418	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3002015	
23	1ТСН	Т-0,66 (х3) Коэф.тр.150/5 Класс точн.0,5	А-118297, В-118307, С-118293	Прямое включение	-	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003166	
24	2ТСН	Т-0,66 (х3) Коэф.тр.150/5 Класс точн.0,5	А-118213, В-118296, С-118304	Прямое включение	-	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003259	
ПС 110/35/10 кВ "Нагорная" №48							
25	В1Т/35 кВ	ТФЗМ-35 (х2) Коэф.тр.200/5 Класс точн.0,5	А-31292, С-31258	НАМИ-35 Коэф.тр.35000/100 Класс точн.0,5	А,В,С 127	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003118	СИКОН С1 1125
26	В1Т/10 кВ	ТЛМ-10 (х3) Коэф.тр.800/5 Класс точн.0,5	А-5108, В-119, С-2436	НТМИ-10 Коэф.тр.10000/100 Класс точн.0,5	А,В,С ПТТХ	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003202	
27	В2Т/35 кВ	ТФЗМ-35 (х2) Коэф.тр.200/5 Класс точн.0,5	А-36699, С-36760	ЗНОМ-35 (х3) Коэф.тр.35000/100 Класс точн.0,5	А-1261084 В-1261367 С-1261333	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003252	
28	В2Т/10 кВ	ТЛМ-10 (х3) Коэф.тр.800/5 Класс точн.0,5	А-3575, В-2955, С-5852	НТМИ-10 Коэф.тр.10000/100 Класс точн.0,5	А,В,С 906	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3002999	
29	1ТСН	Т-0,66 (х3) Коэф.тр.150/5 Класс точн.0,5	А-00035, В-00002, С-00701	Прямое включение	-	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003488	
30	2ТСН	Т-0,66 (х3) Коэф.тр.150/5 Класс точн.0,5	А-00612, В-118377, С-01480	Прямое включение	-	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003476	

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 35/10 кВ "В.Рыбинская" №9							
31	В1Т/10 кВ	ТПЛ-10 (x2) Коэф.тр.200/5 Класс точн.0,5	A-1480, C-1456	НАМИ-10 Коэф.тр.10000/100 Класс точн.0,5	A,B,C 1626	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003691	СИКОН С1 1139
ПС 35/10 кВ "Ивановка" №45							
32	СВ-35 кВ	ТФЗМ-35 (x3) Коэф.тр.50/5 Класс точн.0,5	A-72818, B-72817, C-72815	НАМИ-35 Коэф.тр.35000/100 Класс точн.0,5	A,B,C 229	AV05RAL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003749	СИКОН С1 1139
33	В2Т/10 кВ	ТПЛ-10 (x2) Коэф.тр.100/5 Класс точн.0,5	A-228, C-504	НАМИ-10 Коэф.тр.10000/100 Класс точн.0,5	A,B,C 98	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003087	
34	2ТСН	T-0,66 (x3) Коэф.тр.50/5 Класс точн.0,5	A-00039 B-01391 C-00036	Прямое включение	-	AV05RL-P14B-4 Класс точн.0,5S/0,5 3003124	

Примечание – ^{1,2} – трансформаторы напряжения являются общими для указанных точек учета (1- первая секция шин, 2 – вторая секция шин ПС №1).

Таблица 2 – Измерительные компоненты

Наименование	Обозначение	Кол.	Госреестр СИ
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТФНД-110	33	№ 2793-71
Трансформатор тока	ТФЗМ-110	21	№ 2793-88
Трансформатор тока	ТФЗМ-35	13	№ 3690-73
Трансформатор тока	T-0,66	15	№ 26820-04
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4	№ 1276-59
Трансформатор тока	ТЛМ-10	12	№ 2473-00
Трансформатор напряжения	НКФ-110	18	№ 26452-04
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	3	№ 24218-03
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	4	№ 19813-00
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	2	№ 831-53
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	4	№ 20186-00
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	3	№ 912-70
Счетчик электроэнергии	AV05RL-P14B-4	27	№ 25416-03
Счетчик электроэнергии	AV05RAL-P14B-4	7	№ 25416-03
Устройство сбора- передачи данных (УСПД)	СИКОН С1 ВЛСТ 166.00.000-17	8	№ 15236-03

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной разности показаний часов компонентов системы на интервале одни сутки, с	±5
Пределы допускаемой номинальной ^{*)} относительной погрешности одного измерительного канала в рабочих условиях эксплуатации:	
активная электрическая энергия, %:	
- каналы 1-22, 25-28, 31-33.	±1,6
- каналы 23, 24, 29, 30, 34.	±1,3
реактивная электрическая энергия, %:	
- каналы 1-22, 25-28, 31-33.	±2,2
- каналы 23, 24, 29, 30, 34.	±2,1
Примечания:	
1) характеристики погрешности даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);	
2) в качестве характеристик относительной погрешности ИК указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности 0,95 для значений относительной погрешности, рассчитанных по метрологическим характеристикам средств измерений для рабочих условий эксплуатации АИИС, входящих в канал, при номинальном токе нагрузки и коэффициенте мощности от 0,7 инд. до 0,7 емк.	

Условия эксплуатации АИИС.

Сеть переменного тока – стандартная 50 Гц 10 кВ, 35 кВ и 110 кВ по ГОСТ 721, 220 В по ГОСТ 21128 (электропитание компонентов АИИС) с параметрами по ГОСТ 13109;

Температура окружающего воздуха, °С, для:

- трансформаторов тока и напряжения 110 кВ	от -60 до 45;
- счетчиков, УСПД	от -10 до 40;
- средств сбора, обработки, передачи и представления данных (маршрутизаторы, АРМ, серверы и др.)	от 5 до 35.
Относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80.
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106.
Показатели надежности:	
- среднее время восстановления, ч, не более	1;
- коэффициент готовности, не менее	0,99.

Надежность системных решений:

Механическая устойчивость к внешним воздействиям обеспечивается защитой кабельной системы путем использования кабельных коробов, гофро- и металлорукавов, стяжек; технические средства АИИС размещают в шкафах со степенью защиты не ниже IP51. Предусмотрена механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование технических средств системы.

Электромагнитная устойчивость.

Радиоэлектронная защита интерфейсов обеспечивается путем применения экранированных кабелей. Экранирующие оболочки заземляют в точке заземления шкафов.

Защита оборудования (модемов) от наведенных импульсов высокого напряжения обеспечивается устройством защиты от перенапряжений.

Защита информации от разрушений при авариях и сбоях в электропитании системы обеспечивается применением в составе системы устройств, оснащенных энергонезависимой памятью (в ИИК и ИВКЭ), а также источников бесперебойного питания (в ИВК).

Защита информации от несанкционированного доступа на программном уровне включает в себя установку паролей на счетчики, УСПД и серверы. Электрические события (параметрирование, коррекция времени, включение и отключение питания и пр.) регистрируются в журналах событий счетчиков и УСПД. Хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в течение всего срока эксплуатации системы производится в ИВК.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносят печатным способом на титульные листы Руководства по эксплуатации и Формуляра и способом наклейки на переднюю панель шкафа низковольтного комплектного устройства, в котором установлена аппаратура АИИС КУЭ.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Полная комплектность системы приведена в проектной документации. Заводские номера компонентов системы приведены в формуляре. Перечень документации приведен в ведомости эксплуатационных документов ПИП.АУЭ.018.00-10-06.ЭД.

ПОВЕРКА

Поверку системы проводят в соответствии с документом «ГСИ. АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнерго» Методика поверки» МП 12-262-2007, утвержденном ФГУП «УНИИМ» в апреле 2007 г.

Основное оборудование, используемое при поверке:

Эталонный трансформатор тока (0,5 – 3000) А, кл. точности 0,05 (ИТТ 3000.5);
Эталонный трансформатор напряжения (5 – 15) кВ, кл. точности 0,1 (НЛЛ-15);

Эталонный трансформатор напряжения 35 кВ, кл. точности 0,1 (НЛЛ-35);
Эталонный трансформатор напряжения (220) кВ, кл. т. 0,1 (NVOS 220);
Прибор сравнения с абс. погрешностью не более 0,002 % и 0,2' (КНТ-03);
Эталонный счетчик кл. точности 0,1 (ZERA TPZ 308, ЦЭ6802);
Радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени.
Межповерочный интервал – 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Красноярскэнерго» филиал «Юго-Восточные электрические сети» (АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнерго» филиал «Юго-Восточные ЭС») утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО «Красноярскэнерго»
660021, г. Красноярск, ул. Богграда, 144-а

Главный инженер ОАО «Красноярскэнерго»



В.А. Солдатенко

36924-08



РОССИЯ, 660049, Красноярск, ул. Боеграда,
144а Для телеграмм: 660021
КРАСНОЯРСКЭНЕРГО Telex 288149 ZEVS RU
Fax (391 2) 56 54 60
Справочное бюро (391 2) 56 56 56

06.03.07.	№	225-25/65
-----------	---	-----------

ОАО КРАСНОЯРСКЭНЕРГО ИНН 2451000014, БИК 040407627 р/счет 40702810331020104263
в ВОСТОЧНО-СИБИРСКОМ БАНКЕ СБЕРБАНКА РФ г. КРАСНОЯРСК к/счет 30101810800000000627

Начальнику
Управления метрологии
Ростехрегулирования
В.М. Лахову

Ленинский проспект, 9,
Москва, В-49, ГСП-1, 119991
Факс: +7(495) 236-62-31

О публикации описания
типов АИИС КУЭ

*Копия с сайта
www.krasnoyarskenergo.ru
07.04.07*

Настоящим подтверждаю, что описания типов АИИС КУЭ «Красноярскэнерго» и его филиалов: «Восточные электрические сети», «Северные электрические сети», «Минусинские электрические сети», «Городские электрические сети», «Северо-Восточные электрические сети», «Западные электрические сети», «Юго-Восточные электрические сети», «КАТЭКэлектросеть», «Центральные электрические сети» не содержит сведений, запрещенных для опубликования, и могут быть опубликованы в открытой печати.

Всем Управления метрологии ответа не требуется, т.к. это письмо должно быть в комплекте материалов исковой (и направлено во ВНИИМЕ).

*Конев
16.04.2007*

Исполнительный директор

А.Э. Шлегель

Егорова В.Г.
(3912) 219962

*120/2074
14.03.07*