

ОПИСАНИЕ ТИПА ЕДИНИЧНОГО ЭКЗЕМПЛЯРА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО
Зам. руководителя ГИИСИ,
зам. директора ФГУП «УНИИМ»
С.В.Медведевских
«05» _____ 2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Красноярскэнерго» (АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнерго»)	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>37242-08</u>
---	---

Изготовлена ОАО «Красноярскэнерго» по проектной документации ОАО «Проминвестпроект» г. Москва. Заводской № 10-00.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Красноярскэнерго» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и электрической мощности, получаемой и поставляемой ОАО «Красноярскэнерго», 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 9 информационно-измерительных комплексов-филиалов (ИВК) ОАО «Красноярскэнерго», каждый из которых предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии по ряду присоединений ("точек учета"). Уровни системы:

- уровень точки учета (нижний уровень), который состоит из 460 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 111 ИВКЭ (измерительно-вычислительный комплекс электроустановки), включающих в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру;

- 3-й уровень - ИВК филиалов ОАО «Красноярскэнерго»: «Северные ЭС», «Минусинские ЭС», «Восточные ЭС», «Городские ЭС», «Северо-Восточные ЭС», «Юго-Восточные ЭС», «Западные ЭС», «КАТЭКэлектросеть», «Центральные ЭС», содержащие серверы баз данных филиалов, технические средства организации локальной сети, автоматизированные рабочие места пользователей, технические средства передачи данных;

- 4-й - верхний уровень – уровень ИВК АИИС ОАО «Красноярскэнерго», объединяющий АИИС КУЭ филиалов ОАО «Красноярскэнерго», содержащий сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места пользователей, программное обеспечение.

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 АИИС КУЭ филиалов, количество информационно-измерительных комплексов приведены в таблице 1. Перечень измерительных компонентов с указанием номеров по Государственному реестру СИ приведен в таблице 2. В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК.

Таблица 1 - Перечень АИИС КУЭ филиалов

Наименование составных частей	Заводской номер	Кол. ИК	Госреестр СИ
1	2	3	4
АИИС КУЭ филиала «Северные электрические сети»	10-01	55	№ 36922-08
АИИС КУЭ филиала «Минусинские электрические сети»	10-02	57	№ 36920-08
АИИС КУЭ филиала «Восточные электрические сети»	10-03	28	№ 36918-08
АИИС КУЭ филиала «Городские электрические сети»	10-04	139	№ 36919-08
АИИС КУЭ филиала «Северо-Восточные электрические сети»	10-05	5	№ 36923-08
АИИС КУЭ филиала «Юго-Восточные электрические сети»	10-06	34	№ 36924-08
АИИС КУЭ филиала «Западные электрические сети»	10-07	46	№ 36917-08
АИИС КУЭ филиала «КАТЭКэлектросеть»	10-08	50	№ 36915-08
АИИС КУЭ филиала «Центральные электрические сети»	10-09	46	№ 36921-08

Таблица 2 – Измерительные компоненты

Наименование	Обозначение	Кол.	Госреестр СИ
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТФЗМ-110	171	№ 2793-88
Трансформатор тока	ТВТ-110	33	№ 3635-88
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	76	№ 11077-87
Трансформатор тока	Т-0,66	323	№ 26820-04
Трансформатор тока	ТЛШ-10	36	№ 11077-89
Трансформатор тока	ТОЛ-10	75	№ 15128-01

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	80	№ 1261-02
Трансформатор тока	ТПЛ-10	32	№ 1276-59
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4	№ 2363-68
Трансформатор тока	ТВ-35	14	№ 19720-00
Трансформатор тока	ТЛК-10	13	№ 9143-83
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	33	№ 1856-63
Трансформатор тока	ТЛМ-10	102	№ 2473-00
Трансформатор тока	ТВТ-35	10	№ 3635-88
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А	25	№ 3690-73
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б	32	№ 3689-73
Трансформатор тока	ТК-20	9	№ 6891-85
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3	№ 15174-01
Трансформатор тока	ТВК-10	6	№ 8913-82
Трансформатор тока	ТВУ-110	9	№ 19720-00
Трансформатор тока	ТФНД-110	39	№ 2793-71
Трансформатор тока	ТОЛ-35	4	№ 21256-03
Трансформатор тока	ТВ-110	27	№ 3189-72
Трансформатор тока	ТФН-35	6	№ 3690-73
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	12	№ 24218-03
Трансформатор напряжения	НКФ-110	129	№ 26452-04
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	10	№ 19813-05
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	51	№ 2611-70
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	30	№ 3344-04
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06-10	30	№ 3344-04
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	85	№ 831-53
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	45	№ 20186-00
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1	№ 16687-97
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35	3	№ 21257-01
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	84	№ 912-70
Трансформатор напряжения	НОМ-10	15	№ 363-49
Счетчик электроэнергии	"Альфа" А1R-4AL-C8-T	15	№ 14555-95
Счетчик электроэнергии	"Альфа" А1R-4OL-C4-T	11	№ 14555-95
Счетчик электроэнергии	Альфа А1700 AV05RL-P14B-4	415	№ 25416-03
Счетчик электроэнергии	Альфа А1700 AV05RAL-P14B-4	19	№ 25416-03
Устройство сбора- передачи данных (УСПД)	СИКОН С1 ВЛСТ 166.00.000-17	112	№ 15236-03

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Пределы допускаемой абсолютной разности показаний часов компонентов системы на интервале одни сутки, с	±5
Пределы допускаемой относительной погрешности одного ИК (активная электрическая энергия, активная электрическая мощность, %: - каналы 3, 6, 7, 12, 13, 16, 17, 22, 23, 28, 29, 33, 38, 43, 44, 55, 56, 61, 62, 71, 72, 81, 82, 85, 90, 91, 94, 95, 100, 105, 106, 111, 116, 119, 123, 124, 127, 128, 133, 134, 139 «Городские ЭС» - каналы 3,4,10,15,16,21,22,27,28,31,34,40,43,46 «Западные ЭС» - каналы 3,4,7,8,13,16,17,20,21,24,25,28,33,34,46,49 «КАТЭКэлектросеть» - каналы 3,6,9,16,21,24,27,30,32,37,40,43,44,49,56,57 «Минусинские ЭС» - канал 3 «Северо-Восточные ЭС» - каналы 3,4,9,12,17,20,21,24,29,32,33,36,50,55 «Северные ЭС» - каналы 7,8,13,14,17,18,21,22,29,30 «Центральные ЭС» - каналы 23, 24, 29, 30, 34 «Юго-Восточные ЭС»	±1,3
- каналы 1-19,22-28 «Восточные ЭС»	±1,5
- каналы 1, 2, 4, 5, 8-11, 14, 15, 18-21, 24-27, 30-32, 34-37, 39-42, 45-54, 57-60, 63-70, 73-80, 83,84, 86-89, 92,93, 96-99, 101-104, 107-110, 112-115, 117, 118, 120-122, 125, 126, 130-132, 135-138 «Городские ЭС» - каналы 1,2,5-9,11-14,17-20,23-26,29,30,32,33,35-39,41,42,44,45 «Западные ЭС» - каналы 1,2,5,6,9-12,14,15,18,19,22,23,26,27,29-32,35-45,47,48,50 «КАТЭКэлектросеть» - каналы 1,2,4,5,7,8,10-15,17-20,22,23,25,26,28,29,31,33-36,38,39,41,42, 45-48,50-55 «Минусинские ЭС» - каналы 1,2,4,5 «Северо-Восточные ЭС» - каналы 1,2,5-8,10,11,13-16,18,19,22,23,28, 30,31,34,35,39-49,51-54 «Северные ЭС» - каналы 3-6,9-12,15,16,19,20,23-28,31-46 «Центральные ЭС» - каналы 1-22, 25-28, 31-33 «Юго-Восточные ЭС» - каналы 20,21 «Восточные ЭС»	±1,6
- каналы 129 «Городские ЭС» - каналы 25-27 «Северные ЭС» - каналы 1,2 «Центральные ЭС»	±1,9
- каналы 37,38 «Северные ЭС»	±3,6
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала (реактивная электрическая энергия, реактивная электрическая мощность, %: - каналы 1-19,22-28 «Восточные ЭС»	±1,6
- каналы 3, 6, 7, 12, 13, 16, 17, 22, 23, 28, 29, 33, 38, 43, 44, 55, 56, 61, 62, 71, 72, 81, 82, 85, 90, 91, 94, 95, 100, 105, 106, 111, 116, 119, 123, 124, 127, 128, 133, 134, 139 «Городские ЭС» - каналы 34,40,46 «Западные ЭС» - каналы 3,4,7,8,13,16,17,20,21,24,25,28,33,34,46,49 «КАТЭКэлектросеть» - канал 3 «Северо-Восточные ЭС» - каналы 3,4,9,12,17,20,21,24,29,32,33,36,50,55 «Северные ЭС» - каналы 7,8,13,14,17,18,21,22,29,30 «Центральные ЭС» - каналы 23, 24, 29, 30, 34 «Юго-Восточные ЭС»	±2,1

Окончание таблицы 3

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала (реактивная электрическая энергия, реактивная электрическая мощность, %:	
- каналы 1-19,22-28 «Восточные ЭС»	$\pm 1,6$
- каналы 3, 6, 7, 12, 13, 16, 17, 22, 23, 28, 29, 33, 38, 43, 44, 55, 56, 61, 62, 71, 72, 81, 82, 85, 90, 91, 94, 95, 100, 105, 106, 111, 116, 119, 123, 124, 127, 128, 133, 134, 139 «Городские ЭС»	$\pm 2,1$
- каналы 34,40,46 «Западные ЭС»	
- каналы 3,4,7,8,13,16,17,20,21,24,25,28,33,34,46,49 «КАТЭКэлектросеть»	
- канал 3 «Северо-Восточные ЭС»	
- каналы 3,4,9,12,17,20,21,24,29,32,33,36,50,55 «Северные ЭС»	
- каналы 7,8,13,14,17,18,21,22,29,30 «Центральные ЭС»	
- каналы 23, 24, 29, 30, 34 «Юго-Восточные ЭС»	
- каналы 20,21 «Восточные ЭС»	$\pm 2,2$
- каналы 1, 2, 4, 5, 8-11, 14, 15, 18-21, 24-27, 30-32, 34-37, 39-42, 45-54, 57-60, 63-70, 73-80, 83,84, 86-89, 92,93, 96-99, 101-104, 107-110, 112-115, 117, 118, 120-122, 125, 126, 130-132, 135-138 «Городские ЭС»	
- каналы 1,2,5-9,11-14,17-20,23-26,29,30,32,33,35-39,41,42,44,45 «Западные ЭС»	
- каналы 1,2,5,6,9-12,14,15,18,19,22,23,26,27,29-32,35-45,47,48,50 «КАТЭКэлектросеть»	
- каналы 1,2,4,5,7,8,10-15,17-20,22,23,25,26,28,29,31,33-36,38,39,41,42, 45-48,50-55 «Минусинские ЭС»	
- каналы 1,2,4,5 «Северо-Восточные ЭС»	
- каналы 1,2,5-8,10,11,13-16,18,19,22,23,28, 30,31,34,35,39-49,51-54 «Северные ЭС»	
- каналы 3-6,9-12,15,16,19,20,23-28,31-46 «Центральные ЭС»	
- каналы 1-22, 25-28, 31-33 «Юго-Восточные ЭС»	
- каналы 129 «Городские ЭС»	$\pm 2,4$
- каналы 25-27 «Северные ЭС»	
- каналы 1,2 «Центральные ЭС»	
- каналы 37,38 «Северные ЭС»	$\pm 4,0$

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 110 кВ по ГОСТ 721 и 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.018.00-10-00.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:

- Трансформатор тока эталонный (0,5 – 3000) А, кл. точности 0,05 (ИТТ 3000.5);
- Трансформатор напряжения эталонный (5 – 15) кВ, кл. точности 0,1 (НЛЛ-15);
- Трансформатор напряжения эталонный 35 кВ, кл. точности 0,1 (НЛЛ-35);
- Трансформатор напряжения эталонный (110-220) кВ, кл. точности 0,1 (NVOS 220);
- Прибор сравнения, абс. погрешность 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 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

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» (АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнерго») 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

