

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:

\_\_\_\_\_  
«ВНИИМС»

В.Н. Яншин

25 08 2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго»

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный № 41255-09

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго», г.Абакан, заводской № 02.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» (в дальнейшем – АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Сибири»- «Хакасэнерго») предназначена для измерений и коммерческого учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Область применения: в Филиале ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» представляет собой автоматизированную измерительную систему с централизованной функцией управления и распределенной функцией измерения и имеет четыре уровня иерархии.

1-ый уровень включает в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи, образующие 4 информационно-измерительных комплекса (ИИК) точек измерений.

2-ой уровень включает в себя информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ). В состав ИВКЭ входят устройства сбора и передачи данных (УСПД), средства связи, средства обеспечения резервного питания.

3-ий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) производственного объединения Саянские электрические сети (в дальнейшем ПО СаЭС). В состав ИВК ПО СаЭС входят сервер сбора данных, сервер базы данных, устройство синхронизации времени (УССВ), средства связи, средства организации локальной сети, автоматизированные рабочие места (АРМ), источники бесперебойного питания.

4-ый уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго», состоящий из сервера базы данных, УССВ, средств связи, средств организации локальной сети, АРМ, источников бесперебойного питания.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета,

группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;

- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывах питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики типа EPQS производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$ ) и реактивную мощность ( $Q =U \cdot I \cdot \sin\varphi$ ). Полная мощность ( $S$ ) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $S=(P^2+Q^2)^{0,5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений  $P$  на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходит обработка измеренных значений электрической энергии при помощи специализированного программного обеспечения, далее по каналам связи информация поступает на серверы сбора данных ПО СаЭС. С серверов сбора данных информация по локальным сетям поступает на серверы баз данных ПО СаЭС. С серверов баз данных ПО СаЭС информация по каналам связи поступает на сервер базы данных АИИС КУЭ Филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго». Отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Полный перечень информации, передаваемой на сервер базы данных, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и УСПД. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, сотовые и телефонные линии связи.

АИИС КУЭ Филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни иерархии системы и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройств синхронизации времени на основе GPS приемника, установленного в ИВК ПО СаЭС.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрены пломбирование и маркирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, программно-аппаратная блокировка счетчиков, многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (механические пломбы, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ Филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной электрической энергии, календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам EPQS или к УСПД (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на серверы баз данных.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и па-

параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ Филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

### ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	-35...+55 -50...+60
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	6
Первичные номинальные токи, кА	0,4; 0,2; 0,15
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	4
Количество объектов учета, шт.	2
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	20

Таблица 2

#### Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК**	cos (sin φ)	$\delta$ , %			
			$\delta_{1(2)}^{*}$ % $I_{1(2)} \% < I \leq I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} < I \leq I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
146,	ТТ класс точности 0,5S	1	±2,6	±1,7	±1,6	±1,6
147,	ТН класс точности 0,5	0,8	±3,3	±2,6	±2,3	±2,3

148, 149.	Счетчик класс точности 0,5S	0,5	±4,6	±3,1	±2,6	±2,6
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5	0,8 (0,6)	±4,5	±2,2	±1,7	±1,7
	Счетчик класс точности 0,5 ( <u>реактивная энергия</u> )	0,5 (0,87)	±3,8	±1,8	±1,4	±1,4

Примечания:

\* погрешность нормируется для тока I от 2% до 5% номинального значения при  $\cos\varphi < 1$ ;

\*\* В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД - на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ Филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго».

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta^2 + \left( \frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

$\delta_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, в процентах;

$\delta$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.2 при измерении электроэнергии, в процентах;

$K$  - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт·ч);

$T_{cp}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\delta_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

$\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);  $T_{cp}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки приведен в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3.

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
1	ПС №9 «Майна» 35/6 кВ яч.9	ТТ	ТПЛ-10-М-У2 ф.А № 1690 ф.В № 2280 ф.С № 2281 200/5 класс точности 0,5S №1276-59	Ток 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	НАМИТ-10-2 УХЛ2 № 0647 6000/100 класс точности 0,5 № 16687-02	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS 111.08.07.LL № 486917 класс точности 0,5S/0,5 № 25971-03	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
2	ПС №9 «Майна» 35/6 кВ яч.10	ТТ	ТПЛ-10-М У2 ф.А № 1976 ф.В № 2237 ф.С № 2046 400/5 класс точности 0,5S №1276-59	Ток 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	НАМИТ-10-2 УХЛ2 № 0647 6000/100 класс точности 0,5 № 16687-02	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS 111.08.07.LL № 486915 класс точности 0,5S/0,5 № 25971-03	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
3	ПС №9 «Майна» 35/6 кВ яч.19	ТТ	ТПЛ-10-М У2 ф.А № 1686 ф.В № 2282 ф.С № 2283 200/5 класс точности 0,5S №1276-59	Ток 5 А (номинальный вторичный)

		ТН	НАМИТ-10-2 УХЛ2 № 0780 6000/100 класс точности 0,5 № 16687-02	Напряжение, 100 В (номинальное вто- ричное)
		Счетчик	EPQS 121.08.07.LL № 486922 класс точности 0,5S/0,5 № 25971-03	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
4	ПС «ЯКНО - 6кВ №16»	ТТ	ТПЛ-10-М У2 ф.А № 2161 ф.С № 2160 150/5 класс точности 0,5S №1276-59	Ток 5 А (номиналь- ный вторичный)
		ТН	НТМИ-6-66 У3 № СКЕК 6000/100 класс точности 0,5 №2611-70	Напряжение, 100 В (номинальное вто- ричное)
		Счетчик	EPQS 121.08.07.LL № 417383 класс точности 0,5S/0,5 № 25971-03	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
		ТН	НАМИТ-10-2 УХЛ2 № 0780 6000/100 класс точности 0,5 № 16687-02	Напряжение, 100 В (номинальное вто- ричное)

Таблица 4

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго»	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746-2001 ТПЛ-10-М У2	Согласно схеме объекта учета	№1276-59
Измерительные трансформаторы напряже- ния ГОСТ 1983-2001 НТМИ-6-66 У3 НАМИТ-10-2 УХЛ2	Согласно схеме объекта учета	№2611-70 № 16687-02
Счетчики EPQS	По количеству точек учета	№25971-03
Устройства для автоматизации измерений и учета энергоресурсов Шлюз Е-422	Зав № 08918, Зав № 08928	№ 36638-07

Таблица 5

Наименование, вспомогательного оборудования программного обеспечения и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго»
Host компьютер (сервер опроса УСПД АИИС) АВ60 (для ТЕЛЕСКОП+)	Один
Сервер баз данных HP ProLiant DL380 G4	Два
Источник бесперебойного питания Smart UPS 1500VA/640W	Два
Устройство синхронизации времени (приемник GPS)	Два

Trimble Acutime 2000 GPS	
Сотовый модем TC 35i	Четыре
Маршрутизатор SWITCH D-LINK DES-1016R	Один
Маршрутизатор SWITCH D-LINK DES-1024R	Один
Маршрутизатор Cisco 3725	Один
Маршрутизатор Cisco 1721	Один
XDSL модем MegaBit 300S	Два
XDSL модем OPTKIT	Один
Формуляр на систему	Один экземпляр
Методика поверки	Один экземпляр
Руководство по эксплуатации	Один экземпляр
Специализированное программное обеспечение «Телескоп 4»	Состав программных модулей определяется заказом потребителя

### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ Филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 году.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
  - средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
  - средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа EPQS в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМ в 1997 г.;
  - средства поверки комплексов аппаратно-програмных для автоматизации учета электроэнергии «ТЕЛЕСКОП» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
  - средства поверки устройства «Шлюз Е-422» для автоматизации измерений и учета энергоресурсов в соответствии с методикой поверки, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.
  - Радиочасы МИР РЧ-01.
- Межповерочный интервал - 4 года.

### НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687) Межгосударственный стандарт «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2 S и 0,5 S)»

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации..

Изготовитель: Филиал ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго»  
Адрес: 655000, Российская Федерация, Республика Хакасия, г.Абакан, ул. Пушкина, д.74

Заместитель генерального директора –  
директор филиала  
ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго»



О.М. Шпилевский