

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

18 » 12 2009 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт»

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный № 43316-09

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ООО «Техпроминжиниринг», г. Красноярск, заводской № 001.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт») предназначена для измерений и коммерческого (технического) учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» 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: ОАО «Красноярскэнергосбыт» и граничащих с ней по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и другие энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» представляет собой двухуровневую (ИК №1, 2) и трехуровневую (ИК №3-15) систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений. Уровень измерительно-информационного комплекса (ИИК) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии. Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), в который входит контролер Сикон С70, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры). Уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) представляет собой центральное устройство сбора данных (сервер), коммутационные средства, рабочие станции и специальное программное обеспечение. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчётов. В состав АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» входит несколько видов измерительных каналов (ИК):

- ИК с уровнем ИВКЭ, представлены в таблице 1А;
- ИК без уровня ИВКЭ, представлены в таблице 1Б.

Таблица 1А

№ ИК	Наименование ПС	Наименование точки учета (измерения)
3 4	ПС "РП КЗТЭ"	ПС "РП КЗТЭ"; ВЛЭП 220кВ Д-16 ПС "РП КЗТЭ"; ОВ 220кВ
5 6 7 8 9 10	ПС "ГОК"	ПС "ГОК" вв.1Т 35 кВ ПС "ГОК" вв.2Т 35 кВ ПС "ГОК" В1-1Т 6 кВ ПС "ГОК" В2-2Т 6кВ ПС "ГОК" В3-1Т 6 кВ ПС "ГОК" В4-2Т 6 кВ
11 12 13	ПС "ЭХЗ"	ПС "ЭХЗ" ВЛ-110кВ С-104 ПС "ЭХЗ" ВЛ-110кВ С-105 ПС "ЭХЗ" ВЛ-110кВ С-106
14 15	ПС "Ирбинская"	ПС "Ирбинская" вв.1Т 6кВ ПС "Ирбинская" вв.2Т 6кВ

Таблица 1Б

№ ИК	Наименование ПС	Наименование точки учета (измерения)
1	ПС "Красный хутор"	ПС "Означенное районная" ВЛ-35кВ Т-73 в сторону ПС "Красный хутор" ТП-715
2	ПС "Никитино"	ПС "Означенное районная" ВЛ-35кВ Т-73 в сторону ПС "Никитино" ТП-718

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 сервере сбора данных может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» 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 Альфа А1802-РАL, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05 и Меркурий 230 производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\phi$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. Для ИК использующих в своем составе ИВКЭ, подключение счётчиков к УСПД осуществляется по интерфейсу RS-485. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходит сбор, накопление и передача измерительной информации на уровень ИВК. Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных сервера. Для передачи данных от счетчиков (ИК 1, 2) и УСПД (3 – 15) на уровень ИВК организован канал GSM– сети, обеспечивающий скорость передачи не менее 9 600 бит/с. В качестве резервного канала связи используется канал GSM– сети другого оператора связи. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Полный

перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных сервера.

АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» имеет систему обеспечения точного времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера сбора данных и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS приемника, подключенного к серверу.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной электрической энергии, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам Альфа А1802-РАL, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05 и Меркурий 230 (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

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 ОАО «Красноярскэнергосбыт» являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульты оператора, дополнительные 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	-10...+50 -40...+50
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счет-	

чиков, 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	220; 110; 10; 6; 0,4;
Первичные номинальные токи, кА	2; 1,5; 1; 0,4; 0,1; 0,03;
Номинальное вторичное напряжение, В	100; 380
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	15
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	15

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ И К	Состав ИК	cos φ (sin φ)	$\pm \delta_{1(2)} \cdot \% I_{1(2)}$	$\pm \delta_{5\% I}$	$\pm \delta_{20\% I}$	$\pm \delta_{100\% I}$
			$\% < I \leq 5\%$	$5\% < I \leq 20\%$	$20\% < I \leq 100\%$	$100\% < I \leq 120\%$
1	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	2,6	2,0	1,9	1,9
		0,8 (инд.)	3,5	2,5	2,2	2,2
		0,5 (инд.)	5,8	3,8	3,1	3,1
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	4,8	4,4	4,4	4,8
0,5 (0,87)		4,0	3,8	3,8	4,0	
2	ТТ класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	не норм	2,3	1,9	1,8
		0,8 (инд.)	не норм	3,3	2,3	2,1
		0,5 (инд.)	не норм	5,8	2,9	2,9
	ТТ класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	не норм	5,9	4,6	4,3
0,5 (0,87)		не норм	4,4	3,9	3,8	
3-4	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	не норм	1,9	1,3	1,1
		0,8 (инд.)	не норм	2,9	1,8	1,4
		0,5 (инд.)	не норм	5,5	3,1	2,4
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	не норм	5,2	3,7	3,3
0,5 (0,87)		не норм	3,4	2,8	2,6	
5-10	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	не норм	2,4	2,0	1,9
		0,8 (инд.)	не норм	3,4	2,5	2,2
		0,5 (инд.)	не норм	5,9	3,7	3,1
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	не норм	5,9	3,5	3,0
0,5 (0,87)		не норм	4,2	2,9	2,7	

11-13	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	не норм	1,9	1,3	1,1
		0,8 (инд.)	не норм	2,9	1,8	1,4
		0,5 (инд.)	не норм	5,5	3,1	2,4
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	не норм	4,7	2,7	2,1
0,5 (0,87)		не норм	3,0	1,9	1,6	
14-15	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	не норм	2,4	2,0	1,9
		0,8 (инд.)	не норм	3,4	2,5	2,2
		0,5 (инд.)	не норм	5,9	3,7	3,1
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	не норм	6,0	4,7	4,4
0,5 (0,87)		не норм	4,5	3,9	3,8	

\*) Примечание: 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 сертификата 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 ОАО «Красноярскэнергосбыт».

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:

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

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

$\delta_s$  - 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:

$$\delta_{д.д.д.} = \frac{\Delta t}{3600\Delta_{н\delta}} \cdot 100, \text{ где}$$

$\Delta t$  - 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
Номер измерит. канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
1		ПС "Означенное районная" ВЛ-35кВ Т-73 в сторону ПС "Красный хутор" ТП-715	ТН трансформатор напряжения	НАМИТ-10 №2860 Козфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 16687-07	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТПЛ-10-М-У2 А №2664 С №2669 Козфф. тр. 30/5 Кл.т. 0,5S № Гос. р. 22192-07	
			Счетчик (основной)	Меркурий 230 № 02522157 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5 А; № Гос. р. 23345-07	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
			Счетчик (Резервный)	Меркурий 230 № 03377583	
2		ПС "Означенное районная" ВЛ-35кВ Т-73 в сторону ПС "Никитино" ТП-718	ТН трансформатор напряжения	Прямое включение	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	Т-0,66 У3 А №77176 В №77089 С №77092 Козфф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 40473-09	
			Счетчик (основной)	Меркурий 230 №01719061 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5 А; № Гос. р. 23345-07	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
			Счетчик (Резервный)	Меркурий 230 № 01838366	

3	ПС "РП КЗТЭ"; ВЛЭП 220кВ Д-16	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1 А №15612 В № 16031 С №15881 Кoeff. тр. 220000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-08	Первичное напря- жение, $U_1$
		ТТ трансформа- торы тока	ТВ-220-25У2 А № 141/1 В № 141/2 С № 141/3 Кoeff. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 20644-05	Первичный ток, $I_1$
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М № 0808081215 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А; № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактив- ная, $W_Q$
4	ПС "РП КЗТЭ"; ОВ 220кВ	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1 А №16001 В №15535 С №16045 Кoeff. тр. 220000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-08	Первичное напря- жение, $U_1$
		ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ-220Б-IVУ1 А № 12368 В № 12345 С № 12437 Кoeff. тр. 2000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 31548-06	Первичный ток, $I_1$
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М № 0808081143 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А; № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактив- ная, $W_Q$
5	ПС "ГОК" вв.1Т 35 кВ	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-35 А №1239976 В №1252892 С №1252893 Кoeff. тр. 35000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 912-07	Первичное напря- жение, $U_1$
		ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ-35 А №35405 С №35404 Кoeff. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26417-06	Первичный ток, $I_1$

			Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05 № 0304080006 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5 А; № Гос. р. 27779-04	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub>
6		ПС "ГОК" вв.2Т 35 кВ	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-35 А №1252923 В №1252910 С №1252897 Коэфф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 912-07	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ-35 А №35383 С №35382 Коэфф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26417-06	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05 № 0304080013 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5 А; № Гос. р. 27779-04	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub>
7		ПС "ГОК" В1-1Т 6 кВ	ТН трансформатор напряжения	НАМИТ-10 А №2070 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 16687-07	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформа- торы тока	ТОЛ-10 ТПОЛ-10 А №18224 С №3571 Коэфф. тр. 800/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 15128-07 № Гос. р. 1261-08	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05 № 0304080034 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5 А; № Гос. р. 27779-04	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub>
8		ПС "ГОК" В2-2Т 6кВ	ТН трансформатор напряжения	НАМИ-10 А №2882 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 11094-87	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформа- торы тока	ТОЛ-10 А №18221 С №18223 Коэфф. тр. 800/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 15128-07	Первичный ток, I <sub>1</sub>



			Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05 № 0304080090 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5 А; № Гос. р. 27779-04	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub>
9		ПС "ГОК" ВЗ-1Т 6 кВ	ТН трансформатор напряжения	НАМИ-10У2 А №2830 Кэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 11094-87	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформа- торы тока	ТОЛ-10 ТПОЛ-10 А №18231 С №4937 Кэфф. тр. 800/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 15128-07 № Гос. р. 1261-08	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05 № 0304080111 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5 А; № Гос. р. 27779-04	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub>
10		ПС "ГОК" В4-2Т 6 кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 А № 1509 Кэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформа- торы тока	ТОЛ-10 А №18225 С №18222 Кэфф. тр. 800/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 38395-08	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05 № 0304080124 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5 А; № Гос. р. 27779-04	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub>
11		ПС "ЭХЗ" ВЛ- 110кВ С-104	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-57 А №932870 В №788593 С №788623 Кэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 14205-05	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ-110Б-II-91 А №5569 В №5125 С №2405 Кэфф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I <sub>1</sub>

			Счетчик	А1802-РАL №01198436 Кл.т. 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> = 5 А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub>
12		ПС "ЭХЗ" ВЛ- 110кВ С-105	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-57 А №932858 В №932853 С №932855 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 14205-05	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ-110Б-II-91 А №2661 В №2672 С №2636 Коефф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	А1802-РАL № 01198444 Кл.т. 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> = 5 А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub>
13		ПС "ЭХЗ" ВЛ- 110кВ С-106	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-57 А №788613 В №788590 С №788586 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 14205-05	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ-110Б-II-91 А №2651 В №5795 С №5610 Коефф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	А1802-РАL № 01198437 Кл.т. 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> = 5 А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub>
14		ПС "Ирбинская" вв.1Т 6кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 А №11802 Коефф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>

			ТТ трансформаторы тока	ТПШЛ-10 А №3644 С №3440 Коэфф. тр. 2000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1423-60	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 № 0808080822 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5 А; № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$
15		ПС "Ирбинская" вв.2Т 6кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 А №4510 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТПШЛ-10 А №2978 С №3403 Коэфф. тр. 2000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1423-60	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 № 0808080766 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5 А; № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$

Таблица 4.

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ОАО «Красноярск-энергосбыт»	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746: ТПЛ-10-М-У2, Т-0,66 У3, ТВ-220-25У2, ТФЗМ-220Б-IVУ1, ТФЗМ-35, ТПОЛ-10, ТОЛ-10 ТФЗМ-110Б-II-91, ТПШЛ-10	Согласно схеме объекта учета	22192-07; 40473-09; 20644-05; 31548-06 26417-06; 1261-08; 15128-07; 2793-88; 1423-60
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983: НАМИТ-10, НКФ-220-58У1, ЗНОМ-35, НАМИ-10, НАМИ-10У2, НТМИ-6-66, НКФ-110-57	Согласно схеме объекта учета	16687-07; 26453-08; 912-07; 11094-87; 11094-87; 2611-70; 14205-05
контролер Сикон С70	(зав. № 05043, 05044, 05045, 05047, 05048)	21741-03
ИИС Пирамида		21906-01
Альфа А 1800		31857-06
СЭТ-4ТМ.03М		36697-08
ПСЧ-4ТМ.05		27779-04
Меркурий 230		23345-07
(УСВ-1)	Один	28716-05

Таблица 5.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт»
Модуль грозозащиты ГЗКС-4	-
Разветвительная коробка RS-485	13
Интерфейсный модуль RS-485 / RS-422	10
Сотовый модем Siemens TC35	6
Сотовый модем Fargo Maestro	5
Модем ZyXEL U 336S	1
Программное обеспечение «Пирамида-2000»	
Формуляр на систему	Один экземпляр
Методика поверки	Один экземпляр
Руководство по эксплуатации	Один экземпляр

### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

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 счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных Альфа А1800 в соответствии с методикой поверки утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2006г.
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2008г.
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных ПСЧ-4ТМ.05 в соответствии с методикой поверки утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004г.
- средства поверки счетчиков электрической энергии трехфазных статических Меркурий 230 в соответствии с методикой поверки утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007г.
- Радиочасы МИР РЧ-01.

Межповерочный интервал - 4 года.

### НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ 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 Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S";

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

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Изготовитель: ООО «Техпроминжиниринг»  
Адрес: 660022, г. Красноярск, ул. Партизана Железняка, 18, оф. 5-14.

Генеральный директор  
ООО «Техпроминжиниринг»



А.А. Суряков