

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №5 (ГТП Новая, Степь, Петровск-Забайкальский)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №5 (ГТП Новая, Степь, Петровск-Забайкальский) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ построенная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», основной и резервный серверы баз данных (СБД) ОАО «Оборонэнергосбыт», коммуникаторы СИКОН ТС65, автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 Госреестр № 41681-09, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ оператора представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «Пирамида 2000. АРМ». АРМ по ЛВС предприятия связано с сервером, на котором установлено ПО «Пирамида 2000. Сервер». Для этого в настройках ПО «Пирамида 2000. АРМ» указывается IP-адрес сервера.

В качестве ССД используется сервер HP Proliant DL180G6, установленный в региональном отделении ОАО «Оборонэнергосбыт». В качестве СБД используются серверы SuperMicro 6026T-NTR+ (825-7). СБД установлен в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) ОАО «Оборонэнергосбыт».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков.

Принцип действия:

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. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи и далее через коммутатор СИКОН ТС65 по сети Интернет поступает на ССД (в случае если отсутствует TCP-соединение с контроллером, сервер устанавливает CSD-соединение с СИКОН ТС65 через GSM-модем и по нему считывает данные). ССД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на СБД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт» (основной канал) либо по электронной почте путем отправки файла с данными, оформленными в соответствии с протоколом «Пирамида» (резервный канал). СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации всем заинтересованным субъектам (ОАО «АТС») в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Коррекция текущего значения времени и даты (далее времени) часов УСВ-2 происходит от GPS-приёмника. Погрешность формирования (хранения) шкалы времени при отсутствии коррекции по сигналам проверки времени в сутки не более  $\pm 1,0$  с. Установка текущих значений времени и даты в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2.

Синхронизация времени или коррекция шкалы времени таймеров сервера происходит каждый час, коррекция текущих значений времени и даты серверов с текущими значениями време-

ни и даты УСВ-2 осуществляется независимо от расхождении с текущими значениями времени и даты УСВ-2, т.е. серверы входят в режим подчинения устройствам точного времени и устанавливают текущие значения времени и даты с часов УСВ-2.

Сличение текущих значений времени и даты счетчиков с текущим значением времени и даты ССД - при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени  $\pm 1,0$  с.

Погрешность часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО ССД и СБД АИИС КУЭ. Программные средства ССД и СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Пирамида», ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Пирамида 2000»	модуль, объединяющий драйвера счетчиков	BLD.dll	Версия 8	58a40087ad0713aaaб668df25428eff7	MD5
	драйвер кэширования ввода данных	cachect.dll		7542c987fb7603c9853c9a1110f6009d	
	драйвер опроса счетчика СЭТ 4ТМ	Re-gEvSet4tm.dll		3f0d215fc617e3d8898099991c59d967	
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров	cacheS1.dll		b436dfc978711f46db31bdb33f88e2bb	
		cacheS10.dll		6802cbdeda81efea2b17145ff122ef00	
		sicons10.dll		4b0ea7c3e50a73099fc9908fc785cb45	
		sicons50.dll		8d26c4d519704b0bc075e73fD1b72118	
	драйвер работы с COM-портом	comrs232.dll		bec2e3615b5f50f2f945abc858f54aaf	
	драйвер работы с БД	dbd.dll		fe05715defecc25e062245268ea0916a	
	библиотеки доступа к серверу событий	ESClient_ex.dll		27c46d43b11ca3920cf2434381239d5d	
filemap.dll		C8b9bb71f9faf2077464df5bbd2fc8e			
библиотека проверки прав пользователя при входе	plogin.dll	40c10e827a64895c327e018d12f75181			

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №5 (ГТП Новая, Степь, Петровск-Забайкальский).

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №5 (ГТП Новая, Степь, Петровск-Забайкальский) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №5 (ГТП Новая, Степь, Петровск-Забайкальский) приведен в Таблице 2.

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Бройлерная 35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ Литер 217	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 4510; 4547 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2041; 2041; 2041 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114210 Госреестр № 36697-08	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
2	ТП-142 в/ч 44504 10/0,4 кВ ВРУ-10 кВ, Ввод ВЛ-10 кВ ф. Лес-хоз	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 40/5 Зав. № 8929; 8934 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2591; 2591; 2591 Госреестр № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0602111362 Госреестр № 36355-07	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
3	ПС Степь 110/35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 6, КЛ-10 кВ №б	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 27558; 27557 Госреестр № 1856-63	НАМИ-10 кл. т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 2573; 2573; 2573 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114034 Госреестр № 36697-08	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
4	ПС Степь 110/35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 12, КЛ-10 кВ №12	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 7264; 7318 Госреестр № 1856-63	НАМИ-10 кл. т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 2573; 2573; 2573 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114038 Госреестр № 36697-08	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
5	ПС Степь 110/35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 16, КЛ-10 кВ №16	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 6354; 10676 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3975; 3975; 3975 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114045 Госреестр № 36697-08	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
6	ПС Степь 110/35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 17, КЛ-10 кВ №17	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 27815; 27819 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3975; 3975; 3975 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114053 Госреестр № 36697-08	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
7	ПС Степь 110/35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 18, КЛ-10 кВ №18	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 49831; 6142 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3975; 3975; 3975 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114056 Госреестр № 36697-08	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
8	ПС Степь 110/35/10 кВ ВЛ-35 кВ №428 Степь-Цугол	ТФЗМ-35 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 45084; 45099; 45141 Госреестр № 3690-73	ЗНОМ-35 кл. т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 1413578; 1413457; 1146450 Госреестр № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114061 Госреестр № 36697-08	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная

Продолжение таблицы 2 - Состав измерительных каналов

1	2	3	4	5	6	7
9	ПС Боржигантай 35/10 кВ ВЛ-35 кВ №515 Цугол-Боржигантай	ТФЗМ-35 кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 45273; 45264; 45280 Госреестр № 3690-73	ЗНОМ-35 кл. т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 1446734; 1446790; 1446906 Госреестр № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114065 Госреестр № 36697-08	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
10	РП-1 (6 кВ) РУ-6 кВ, яч. 10	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 9387; 9421 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 249; 249; 249 Госреестр № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114067 Госреестр № 36697-08	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
11	ВРУ-0,4 кВ военного комиссариата Красночикийского района ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 32791; 32794; 32814 Госреестр № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608112807 Госреестр № 36355-07	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
12	ВРУ-0,22 кВ гаража военного комиссариата Красночикийского района ввод 0,22 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02М кл. т 1,0/2,0 Зав. № 0140083457 Госреестр № 47041-11	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
13	ВРУ-0,4 кВ здания военного комиссариата по г. Петровск-Забайкальский и Петровск-Забайкальскому району (ул. Лазо, 9) ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М кл. т 1,0/2,0 Зав. № 0506080154 Госреестр № 36354-07	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная
14	ТП-Омтех 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТГИ кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № Т11801; Т11803; Т11809 Госреестр № 28139-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608112840 Госреестр № 36355-07	Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11	активная реактивная

Таблица 3

Границы допустимой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 2, 5 - 10  (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
3 - 4  (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,1	±2,5

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{I(2)\%},$ $I_{(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
11, 14  (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,7
	0,7	-	±3,7	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,1	±2,4
12 - 13  (Сч 1,0)	1,0	±3,3	±3	±2,8	±2,8
	0,9	±3,3	±3,1	±2,8	±2,8
	0,8	±3,4	±3,2	±2,8	±2,8
	0,7	±3,4	±3,2	±2,9	±2,9
	0,5	±3,5	±3,4	±3	±3
Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{I(2)\%},$ $I_{(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 2, 5 - 10  (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,6	±4,2	±3,2
	0,8	-	±5,0	±2,9	±2,4
	0,7	-	±4,2	±2,6	±2,2
	0,5	-	±3,3	±2,2	±2,0
3 - 4  (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1,0)	0,9	-	±7,5	±4,0	±2,9
	0,8	-	±4,9	±2,8	±2,2
	0,7	-	±4,2	±2,5	±2,1
	0,5	-	±3,2	±2,1	±1,9
11, 14  (ТТ 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,5	±3,9	±2,8
	0,8	-	±4,9	±2,7	±2,2
	0,7	-	±4,2	±2,4	±2,0
	0,5	-	±3,2	±2,1	±1,8
12 - 13  (Сч 2,0)	0,9	±18,7	±14,9	±7,8	±5,6
	0,8	±12,5	±9,8	±5,5	±4,3
	0,7	±10,7	±8,3	±4,8	±4
	0,5	±8,5	±6,5	±4,1	±3,7

Примечания:

1. Погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
  - сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos j = 0,9$  инд;
  - температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
  - сила тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$ ;
  - температура окружающей среды:
    - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;
    - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
    - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ 52425-2005;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии СЭБ-1ТМ.02М – среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов;
- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-3ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

• счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М, СЭБ-1ТМ.02М, ПСЧ-3ТМ.05М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

• ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства 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 таблице 4

Таблица 4

№ п/п	Наименование	Тип	Кол.
1	Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
2	Трансформатор тока	Т-0,66	3
3	Трансформатор тока	ТВЛМ-10	12
4	Трансформатор тока	ТТИ	3
5	Трансформатор тока	ТФЗМ-35	6
6	Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
7	Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
8	Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
9	Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
10	Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	6
11	Электросчетчик	ПСЧ-4ТМ.05М	1
12	Электросчетчик	ПСЧ-3ТМ.05М	1
13	Электросчетчик	ПСЧ-4ТМ.05М.04	2
14	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	9
15	Электросчетчик	СЭБ-1ТМ.02М	1
16	Контроллер	СИКОН ТС65	9
17	Сервер регионального отделения ОАО «Оборон-энергосбыт»	HP ProLiant DL180G6	1
18	Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	3
19	Сервер портов RS-232	Moxa NPort 5410	1
20	GSM Модем	Teleofis RX100-R	1
21	Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000 RM	1
22	Сервер БД ОАО «Оборонэнергосбыт»	SuperMicro 6026T-NTR+ (825-7)	2
23	GSM Модем	Cinterion MC35i	2
24	Коммутатор	3Com 2952-SFP Plus	2
25	Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 3000 RM	2
26	Методика поверки	МП 1193/446-2011	1
27	Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.535 ПФ	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 1193/446-2011 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №5 (ГТП Новая, Степь, Петровск-Забайкальский). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в декабре 2011 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счётчик ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-3ТМ.05М – по методике поверки, входящей в состав эксплуатационной документации, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007;
- Счётчик СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- Счётчик СЭБ-1ТМ.02М – по методике поверки, входящей в состав эксплуатационной документации, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 07.06.2011;
- ИИС «Пирамида» - по документу «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.;
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №5 (ГТП Новая, Степь, Петровск-Забайкальский). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0042/2011-01.00324-2011 от 6.12.2011

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №5 (ГТП Новая, Степь, Петровск-Забайкальский)**

1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.

Основные положения.

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

3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ООО «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»

Адрес (юридический): 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Адрес (почтовый): 600021, г.Владимир, ул.Мира, д.4а, офис №3

Телефон: (4922) 33-81-51, 34-67-26

Факс: (4922) 42-44-93

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.                    «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011г.