

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Красноярскому краю (ГТП Ужур, Ораки, Малый Имыш)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Красноярскому краю (ГТП Ужур, Ораки, Малый Имыш) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ выполненная 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 трех уровней:

1-ый уровень – 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05) (для ИИК 1 - 11 функции ИВКЭ выполняет ИВК), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий 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», автоматизированное рабочее место (АРМ), УССВ УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ);

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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

На ПС №30 «Ораки», ПС №67 «Ужурсовхоз» установлены УСПД, которые раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивают счетчики, также в них осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчиках коэффициенты трансформации выбраны равные единице, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

ССД, устанавливаемый в ЦСОИ регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», с периодичностью один раз в 24 часа по GSM-каналу опрашивает УСПД, а также счетчики на ПС, не оборудованных УСПД, и считывает с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server).

СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности, в автоматическом режиме один раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

АРМ, установленные в ЦСОИ ОАО «Оборонэнергосбыт», считывают данные об энергопотреблении с сервера по сети Ethernet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени УСВ-2, УСПД, ССД регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» и счетчиков. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав УСВ-2 входят GPS-приемники, что обеспечивает ход часов УСВ-2 не более  $\pm 0,35$  с/сут.

Сравнение показаний часов УСВ-2 и СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется один раз в час вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-2 и СБД ОАО «Оборонэнергосбыт».

Сравнение показаний часов УСВ-2 и ССД регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и сервера регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется один раз в час вне зависимости от вели-

чины расхождения показаний часов УСВ-2 и ССД регионального отделения ОАО «Оборон-энергосбыт».

Сравнение показаний часов УСПД и ССД происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и ССД на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 12 - 15 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 12 - 15 и УСПД на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 - 11 и ССД регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется один раз в сутки, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера регионального отделения ОАО «Оборон-энергосбыт» на величину более чем  $\pm 1$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Пирамида 2000»	модуль, объединяющий драйвера счетчиков	BLD.dll	Версия 8	58a40087ad0713aaa6668df25428eff7	MD5
	драйвер кэширования ввода данных	cachect.dll		7542c987fb7603c9853c9a1110f6009d	
	драйвер опроса счетчика СЭТ 4ТМ	Re-gEvSet4tm.dll		3f0d215fc617e3d8898099991c59d967	
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров	cache1.dll		b436dfc978711f46db31bdb33f88e2bb	
		cacheS10.dll		6804cbdeda81efea2b17145ffl22efOO	
		siconsl0.dll		4b0ea7c3e50a73099fc9908fc785cb45	
		sicons50.dll		8d26c4d519704b0bc075e73fD1b72118	
	драйвер работы с COM-портом	comrs232.dll		bec2e3615b5f50f2f945abc858f54aaf	
	драйвер работы с БД	dbd.dll		fe05715defec25e062245268ea0916a	
	библиотеки доступа к серверу событий	ESClient_ex.dll		27c46d43b1lca3920cf2434381239d5d	
		filemap.dll		C8b9bb71f9faf2077464df5bbd2fc8e	
	библиотека проверки прав пользователя при входе	plogin.dll		40cl0e827a64895c327e018dl2f76131	

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Энергоблок в/ч 32441, РУ-6 кВ, ввод Т-1 6 кВ	ТОЛ-10-1 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 288; 287 Госреестр № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = 6000/√3/ 100/√3 Зав. № 3902; 3296; 2572 Госреестр № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0811090409 Госреестр № 36697-08	-	Сервер HP ProLiant DL180G6* Зав. № CZJ13406L1	активная реактивная
2	Энергоблок в/ч 32441, РУ-6 кВ, ввод Т-2 6 кВ	ТОЛ-10-1 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 286; 405 Госреестр № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = 6000/√3/ 100/√3 Зав. № 20515; 2798; 2368 Госреестр № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0811090402 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
3	ЦРП-10 (10 кВ), РУ-10 кВ, яч. ф. 19	ТПЛ-10с кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 9674; 9689 Госреестр № 29390-05	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 586 Госреестр № 831-53	ПСЧ-3АРТ.07.132.3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 03000952 Госреестр № 36698-08			активная реактивная
4	ЦРП-10 (10 кВ), РУ-10 кВ, яч. ф. 18	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 47214; 3165 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 586 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0106082330 Госреестр № 27524-04			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ЦРП-10 (10 кВ), РУ-10 кВ, яч. ф. 20	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 3207; 3162 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 586 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0811090044 Госреестр № 36697-08	-	Сервер HP ProLiant DL180G6* Зав. № CZJ13406LI	активная реактивная
6	ЦРП-10 (10 кВ), РУ-10 кВ, яч. ф. 10	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 0640; 0698 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 326 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0811090086 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
7	ЦРП-10 (10 кВ), РУ-10 кВ, яч. ф. 9	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1018; 532 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 326 Госреестр № 831-53	ПСЧ-3АРТ.07.132.3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 03000938 Госреестр № 36698-08			активная реактивная
8	ЦРП-10 (10 кВ), РУ-10 кВ, яч. ф. 6	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 33974; 44112 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 326 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0106082370 Госреестр № 27524-04			активная реактивная
9	ЦРП-10 (10 кВ), РУ-10 кВ, яч. ф. 24	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 983; 934 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 586 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0106080762 Госреестр № 27524-04			активная реактивная
10	ЦРП-10 (10 кВ), РУ-10 кВ, яч. ф. 25	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 35027; 47679 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 586 Госреестр № 831-53	ПСЧ-3АРТ.07.132.3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 03000923 Госреестр № 36698-08			активная реактивная
11	ЦРП-10 (10 кВ), РУ-10 кВ, яч. ф. 5	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 1563; 7894 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 326 Госреестр № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0611111856 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
12	ПС №30 «Ораки» 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. ф. 6	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 49051; 47752 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5074 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0802130579 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Зав. № 06763 Госреестр № 28822-05		активная реактивная
13	ПС №30 «Ораки» 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. ф. 11	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 17760; 45240 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3253 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0822126407 Госреестр № 36697-08			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	ПС №67 «Ужурсовхоз» 35/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. 5	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 36826; 33327 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10 кл. т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 1047 Госреестр № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0803136224 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Зав. № 06766 Госреестр № 28822-05	Сервер HP ProLiant DL180G6* Зав. № CZJ13406L1	активная реактивная
15	ПС №67 «Ужурсовхоз» 35/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. 14	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 2246; 9287 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1958 Госреестр № 831- 69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0803136692 Госреестр № 36697-08			активная реактивная

Таблица 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 – 13, 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 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
14 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,2	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,5
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 – 13, 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
14 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	0,9	-	±7,1	±3,8	±2,9
	0,8	-	±5,1	±2,9	±2,4
	0,7	-	±4,3	±2,6	±2,2
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  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  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
- температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 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 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 ИИК № 1 – 3, 5 – 7, 10 – 15 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии, счетчики ИИК № 4, 8, 9 по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

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 2. 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 СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчик электроэнергии ПСЧ-3АРТ.07 – среднее время наработки на отказ не менее 88000 часов;
- СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 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 УСПД  $T_v \leq 2$  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, УСПД, 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);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчики электроэнергии ПСЧ-3АРТ.07 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 60 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

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Тип	Кол.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	22
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	8
Счетчик	ПСЧ-3АРТ.07.132.3	3
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01	3
Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05М	1
УСПД	СИКОН С70	2
Контроллер	СИКОН ТС65	2
Контроллер	SDM-TC65	3
Сервер регионального отделения ОАО «Оборон-энергосбыт»	HP ProLiant DL180G6	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	3
Сервер портов RS-232	Моха NPort 5410	1
GSM Модем	Teleofis RX100-R	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000 RM	1
Сервер БД ОАО «Оборонэнергосбыт»	SuperMicro 6026T-NTR+ (825-7)	2



Продолжение таблицы 4

1	2	3
GSM Модем	Cinterion MC35i	2
Коммутатор	3Com 2952-SFP Plus	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 3000 RM	2
Методика поверки	МП 1612/550-2013	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.585 ПФ	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 1612/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Красноярскому краю (ГТП Ужур, Ораки, Малый Имыш). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 18 июня 2013 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-3АРТ.07 - по методике поверки ИЛГШ.411152.147 РЭ согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- УСПД СИКОН С70 - по методике поверки по методике ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;
- 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 2011 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённому ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2010 г.;

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);

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 (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Красноярскому краю (ГТП Ужур)». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0171/2012-01.00324-2011 от 12.10.2012 г.;
- «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Красноярскому краю (ГТП Ораки)». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0234/2012-01.00324-2011 от 09.11.2012 г.;

- «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Красноярскому краю (ГТП Малый Имыш)». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0015/2012-01.00324-2011 от 01.02.2012 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» по Красноярскому краю (ГТП Ужур, Ораки, Малый Имыш)**

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**

- при осуществлении 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

Ф. В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.