

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Оренбургской области (ГТП Самарская)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Оренбургской области (ГТП Самарская) (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 каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы точек учета (ИИК ТУ), включающие 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-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройства сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), (для ИИК 10 – 14 функции ИВКЭ выполняет ИВК), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД) Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», основной и резервный серверы баз данных (СБД) ОАО «Оборонэнергосбыт, автоматизированные рабочие места (АРМ), устройства синхронизации времени (УСВ) 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 единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

УСПД, установленное на ПС Самарская 35/10 кВ, один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивает счетчики ИИК 1 – 9, также в нём осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1), хранение измерительной информации и журналов событий.

Сервер ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает УСПД и считывает с него 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).

ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» по радиотелефонной связи стандарта GSM в режиме пакетной передачи данных с использованием технологии GPRS или в режиме канальной передачи данных с использованием технологии CSD опрашивает счетчики ИИК 10 – 14 и считывает с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, параметры электросети, а также журналы событий. ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» 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 ОАО «Оборонэнергосбыт» 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 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 центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) ОАО «Оборонэнергосбыт», считывают данные об энергопотреблении с СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» по сети Ethernet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, серверов.

Сравнение показаний часов ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» и УСВ-2 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» и УСВ-2 осуществляется независимо от показаний часов ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» и УСВ-2.

Сравнение показаний часов УСПД и ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» происходит при каждом сеансе связи. Синхронизация часов УСПД и ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 - 9 и УСПД происходит один раз в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков ИИК 1 - 9 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1 - 9 и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 10 – 14 и ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК 10 – 14 и ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 10 – 14 и ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» на величину более чем ± 2 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 файла	Номер версии программно-го обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
BLD.dll	Версия 8	58a40087ad0713aaa6 668df25428eff7	MD5
cachect.dll		7542c987fb7603c985 3c9a1110f6009d	
Re-gEvSet4tm.dll		3f0d215fc617e3d889 8099991c59d967	
caches 1.dll		b436dfc978711f46db 31bdb33f88e2bb	
cacheS10.dll		6802cbdeda81efea2b 17145ff122ef00	
sicons10.dll		4b0ea7c3e50a73099fc9908fc785cb45	
sicons50.dll		8d26c4d519704b0bc 075e73fd1b72118	
comrs232.dll		bec2e3615b5f50f2f94 5abc858f54aaf	
dbd.dll		fe05715defec25e062 245268ea0916a	
ESClient_ex.dll		27c46d43bllca3920c f2434381239d5d	
filemap.dll		C8b9bb71f9faf20774 64df5bbd2fc8e	
plogin.dll		40cl0e827a64895c32 7e018dl2f76131	

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 ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК 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	ПС Самарская 35/10 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 1, КЛ-10 кВ См-1	ТЛМ-10 кл. т. 0,5 К _{тт} = 100/5 Зав. № 1425; 4815 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 4275 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810112529 Госреестр № 36697-08	СИЖОН С70 Зав. № 06606 Госреестр № 28822-05-	СБД ОАО «Оборонэнергосбыт», ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт»	активная реактивная
2	ПС Самарская 35/10 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 2, КЛ-10 кВ См-2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,2S К _{тт} = 100/5 Зав. № 00010-10; 25673-09 Госреестр № 32139-06	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 4275 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810110769 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
3	ПС Самарская 35/10 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 3, КЛ-10 кВ См-3	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,2S К _{тт} = 200/5 Зав. № 00306-10; 00048-10 Госреестр № 32139-06	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 4275 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810112394 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
4	ПС Самарская 35/10 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 12, КЛ-10 кВ См-6	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,2S К _{тт} = 200/5 Зав. № 00280-10; 00096-10 Госреестр № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 1874 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810112380 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
5	ПС Самарская 35/10 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 19, КЛ-10 кВ См-9	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,2S К _{тт} = 100/5 Зав. № 25651-09; 25671-09 Госреестр № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 1874 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810120286 Госреестр № 36697-08			активная реактивная

Продолжение таблицы2

1	2	3	4	5	6	7	8
6	ПС Самарская 35/10 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 14, КЛ- 10 кВ См-7	ТЛМ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 4065; 4125 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1874 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810111354 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Зав. № 06606 Госреестр № 28822-05-	СБД ОАО «Оборонэнергосбыт», ССД Оренбургского отделения ОАО «Оборонэнергосбыт»	активная реактивная
7	ПС Самарская 35/10 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 21, КЛ- 10 кВ См-11	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,2S Ктт = 150/5 Зав. № 00087-10; 00089-10 Госреестр № 32139-06	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 4275 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810112202 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
8	ПС Самарская 35/10 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 7, КЛ- 10 кВ См-4	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 00037-10; 00032-10 Госреестр № 32139-06	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 4275 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810112169 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
9	ПС Самарская 35/6 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 15, КЛ- 10 кВ См-8	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 00131-10; 00026-10 Госреестр № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1874 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810111426 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
10	КТП-503 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № В35482; В35488; В35495 Госреестр № 28139-07	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611110638 Госреестр № 36355-07	—		активная реактивная
11	КТП-533 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т. 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 002190; 002191; 002192 Госреестр № 47176-11	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611112080 Госреестр № 36355-07	—		активная реактивная
12	КТП-401 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № Т12643; N3078; Т12655 Госреестр № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1102130440 Госреестр № 46634-11	—		активная реактивная
13	ТП-102 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № N15106; N12231; N12205 Госреестр № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606120259 Госреестр № 36355-07	—		активная реактивная
14	ТП-136 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № N12204; N12210; N15081 Госреестр № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606120630 Госреестр № 36355-07	—		активная реактивная

Таблица 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1,6 (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
2 – 5, 7 – 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,0	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,1	±1,8	±1,7	±1,7
	0,7	±2,3	±2,0	±1,8	±1,8
	0,5	±2,8	±2,4	±2,1	±2,1
10 – 14 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,1	±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
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, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	±7,3	±4,8	±4,2
	0,8	-	±5,6	±4,1	±3,8
	0,7	-	±4,9	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,2	±3,5	±3,4
2 – 5, 7 – 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±4,3	±4,1	±3,8	±3,8
	0,8	±4,3	±3,8	±3,5	±3,5
	0,7	±4,2	±3,7	±3,4	±3,4
	0,5	±4,2	±3,6	±3,3	±3,3
10 – 14 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	±7,1	±4,6	±4,0
	0,8	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,7	-	±4,8	±3,7	±3,5
	0,5	-	±4,2	±3,4	±3,3

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

Примечания:

- 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 $I_{2\%}$.
- Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 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.
- Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 2 – 5, 7 – 9, от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 1, 6, 10 – 14;
 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 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии, по ГОСТ Р 52425-2005 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 ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 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 ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 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

Наименование	Тип	Кол., шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	14
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТТИ	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.16.01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.04	4
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Контроллер	SDM-TC65	5
Коммуникатор	С-1.02	1
Сервер регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт»	HP ProLiant DL180G6	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	3
Сервер портов RS-232	Moxa 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
GSM Модем	Cinterion MC35i	2
Коммутатор	3Com 2952-SFP Plus	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 3000 RM	2
Методика поверки	МП 1860/550-2014	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.1167 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1860/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Оренбургской области (ГТП Самарская). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 11 июня 2013 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 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°C, цена деления 1°C.

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 Оренбургской области №4 (ГТП Береговая, Самарская). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0010/2012-01.00324-2011 от 25.01.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Оренбургской области (ГТП Самарская)

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 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ 31819.23-2012 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 «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»).

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

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

Факс (499) 124-99-96

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2014 г.