

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Свердловской области (ГТП Еланская, ГТП Кварц, ГТП Овощная), Иркутской области (ГТП Головинская), Московской области (ГТП Войсковая часть 17204, г. Коломна-1), Кировской области (ГТП Марадыково)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Свердловской области (ГТП Еланская, ГТП Кварц, ГТП Овощная), Иркутской области (ГТП Головинская), Московской области (ГТП Войсковая часть 17204, г. Коломна-1), Кировской области (ГТП Марадыково) (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-ый 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-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройства сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 (Госреестр № 17049-09), RTU-327 (Госреестр № 41907-09), (для ИИК 3 – 9, 12, 13 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 серверы сбора данных (ССД) региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт», основной и резервный серверы баз данных (СБД) ОАО «Оборонэнергосбыт», основной и резервный СБД ОАО «РЖД», СБД ООО «Русэнергосбыт», сервер АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердловэнерго», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройства синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), УСВ УССВ-35 HVS, 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 соотносены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

ССД региональных отделений 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 опрашивают счетчики ИИК 3 – 9, 12, 13 и считывают с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, параметры электросети, а также журналы событий. 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 передачи данных), либо по электронной почте путем отправки файла с данными, оформленными в соответствии с протоколом «Пирамида» (резервный канал передачи данных).

На ПС «Еланская» 110/10 кВ, ПС Головинская 110/27,5/10 кВ и ПС «Марадыковский» 220/35/27,5/10 кВ установлены УСПД, которые один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивают счетчики ИИК 1, 2, 10, 11, 14, 15, также в них осуществляется вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчиках коэффициенты трансформации выбраны равными единице, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

Сервер АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердловэнерго» с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает УСПД ИИК 1, 2 и считывает с него 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных.

СБД ОАО «РЖД» с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивают УСПД ИИК 10, 11, 14, 15 и считывают с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных.

СБД ОАО «РЖД» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML (макет электронного документа 80020) и отправляют данные коммерческого учета на СБД ООО «Русэнергосбыт».

Сервер АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердловэнерго», СБД ООО «Русэнергосбыт» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML (макет электронного документа 80020) и отправляют данные коммерческого учета на СБД ОАО «Оборонэнергосбыт». СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» сохраняет вложения электронных сообщений, получаемых от сервера АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердловэнерго», СБД ООО «Русэнергосбыт», на жесткий диск с последующим импортом информации в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» 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.

АРМ, установленные в ЦСОИ ОАО «Оборонэнергосбыт», считывают данные об энергопотреблении с сервера 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 сервера АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердловэнерго», СБД ОАО «РЖД», СБД ООО «Русэнергосбыт» и УССВ 35HVS происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердловэнерго», СБД ОАО «РЖД», СБД ООО «Русэнергосбыт» и УССВ 35HVS осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердловэнерго», СБД ОАО «РЖД», СБД ООО «Русэнергосбыт» и УССВ 35HVS.

Сравнение показаний часов ССД региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов ССД региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов ССД региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «Оборонэнергосбыт» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов УСПД RTU-327 и СБД ОАО «РЖД» происходит при каждом сеансе связи. Синхронизация часов УСПД и СБД ОАО «РЖД» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и СБД ОАО «РЖД» на величину более чем ± 1 с.

УСПД ЭКОМ-3000, установленное на ПС «Еланская» 110/10 кВ, используется в качестве базового прибора СОЕВ встроенный GPS-приемник, который осуществляет прием меток точного времени от спутников системы глобального позиционирования.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1, 2, 10, 11, 14, 15 и УСПД происходит один раз в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков ИИК 1, 2, 10, 11, 14, 15 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1, 2, 10, 11, 14, 15 и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 3 – 9, 12, 13 и ССД региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК 3 – 9, 12, 13 и ССД региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 3 – 9, 12, 13 и ССД региональных отделений 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 3c9a110f6009d	
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 электри- ческой энергии	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС Еланская 110/10 кВ, РУ-10 кВ, яч. 5 КЛ, ВЛ-10 кВ Порошино-1	ТЛМ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 1715; 9516 Госреестр № 02473-69	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № УРС Госреестр № 831- 89	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0602121281 Госреестр № 36355-07	УСПД ЭКОМ-3000 Зав. № 05113278 Госреестр № 17049-09	СБД ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «РЖД», СБД ООО «Русэнергосбыт», сервер АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердловэнерго»	активная реактивная
2	ПС Еланская 110/10 кВ, РУ-10 кВ, яч. 12 КЛ, ВЛ-10 кВ Порошино-2	ТЛМ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 0738; 9152 Госреестр № 02473-69	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 9143 Госреестр № 831- 89	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0609111669 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
3	ТП-РП5 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № R20954; R21029; R21831 Госреестр № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1103130321 Госреестр № 46634-11	-		активная реактивная
4	ТП-РП7 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № R20937; R21819; R20952 Госреестр № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1103130354 Госреестр № 46634-11			активная реактивная
5	ТП-5033 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 000911; 000914; 000923 Госреестр № 47176-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0605125258 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
6	ТП-5044 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 002283; 002291; 002285 Госреестр № 47176-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604121728 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
7	ТП-5028 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № N17372; N17359; N17373 Госреестр № 28139-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604122538 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
8	ТП-5028 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-2 Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № N17071; N17366; N17351 Госреестр № 28139-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604121643 Госреестр № 36355-07			активная реактивная

9	ТП-5029 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № N17345; N17356; N17354 Госреестр № 28139-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604123315 Госреестр № 36355-07	-	СБД ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «РЖД», СБД ООО «Русэнергосбыт», сервер АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердловэнерго»	активная реактивная
10	ПС Головинская 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. 13	ТПЛ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 37666; 6266 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1111 Госреестр № 20186-00	A2R-3-AL-C25-T "Альфа" кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01021672 Госреестр № 14555-02	УСПД RTU-327 Зав. № 01508 Госреестр № 41907-09		активная реактивная
11	ПС Головинская 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. 17	ТЛО-10 кл. т. 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 12690; 12691 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1562 Госреестр № 20186-00	A1R-3-AL-C3-T "Альфа" кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01020199 Госреестр № 14555-02			активная реактивная
12	ПС № 588 Ива 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф. 13	ТПЛ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 3625; 73107 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 279 Госреестр № 831- 89	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0107073029 Госреестр № 27524-04	-		активная реактивная
13	ПС № 588 Ива 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф. 23	ТПЛ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 55715; 52398 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 271 Госреестр № 831- 53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0105075122 Госреестр № 27524-04	-		активная реактивная
14	ПС Марадыковский 220/35/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф. № 3, яч. № 3	ТЛО-10 кл. т. 0,2 Ктт = 150/5 Зав. № 19976; 19975 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1199 Госреестр № 20186-00	A1R-3-AL-C25-T "Альфа" кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01002733 Госреестр № 14555-02	УСПД RTU-327 Зав. № 02319 Госреестр № 41907-09		активная реактивная
15	ПС Марадыковский 220/35/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф. № 9, яч. № 9	ТЛО-10 кл. т. 0,2 Ктт = 150/5 Зав. № 19973; 19974 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 933 Госреестр № 20186-00	A1R-3-AL-C25-T "Альфа" кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01002749 Госреестр № 14555-02			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, 2 (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
10, 12, 13 (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
11 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,8	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
14, 15 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,2	±1,0	±0,9
	0,9	-	±1,4	±1,1	±1,0
	0,8	-	±1,5	±1,2	±1,1
	0,7	-	±1,7	±1,3	±1,2
	0,5	-	±2,4	±1,7	±1,6
3 – 9, (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, 2 (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
10, 12, 13 (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
11 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	±5,7	±2,5	±1,9	±1,9
	0,8	±4,7	±2,0	±1,5	±1,5
	0,7	±4,3	±1,7	±1,4	±1,3
	0,5	±4,0	±1,5	±1,2	±1,2
14, 15 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	-	±3,1	±2,1	±1,9
	0,8	-	±2,4	±1,6	±1,5
	0,7	-	±2,0	±1,4	±1,3
	0,5	-	±1,8	±1,3	±1,2
3 – 9, (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:

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 $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 11, от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 1 – 11, 12 – 15;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 – 9 по ГОСТ Р 52323-2005, ИИК № 10 – 15 по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и счетчики ИИК № 1 – 9 по ГОСТ Р 52425-2005, ИИК № 10 – 15 по 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 ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчик Альфа – средний срок службы не менее 30 лет;
- УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов;
- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее 100000 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.05МК, ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчик электроэнергии Альфа тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 172 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

Наименование	Тип	Кол., шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТТИ	15
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01	2
Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.16.01	2
Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05М.04	5
Счетчик	A2R-3-AL-C25-Т "Альфа"	1
Счетчик	A1R-3-AL-C25-Т "Альфа"	2
Счетчик	A1R-3-AL-C3-Т "Альфа"	1
УСПД	ЭКОМ-3000	1
УСПД	RTU-327	2
Контроллер	SDM-TC65	7

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Сервер регионального отделения ОАО «Оборон-энергосбыт»	HP ProLiant DL180G6	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	4
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
Сервер филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердлов-энерго»	HP Proliant	1
Устройство синхронизации времени	УСВВ 35 HVS	4
GSM Модем	Teleofis RX100-R	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1500 RM	1
Сервер ОАО «РЖД»	HP Proliant	2
GSM Модем	Siemens MC35i	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 3000 RM	2
Сервер ООО «Русэнергосбыт»	HP Proliant BL460c	2
Коммутатор	Cisco MDS 9124e	2
GSM Модем	Siemens TC-35	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS XL 3000	2
Методика поверки	МП 1856/550-2014	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.1167 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1856/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Свердловской области (ГТП Еланская, ГТП Кварц, ГТП Овощная), Иркутской области (ГТП Головинская), Московской области (ГТП Войсковая часть 17204, г. Коломна-1), Кировской области (ГТП Марадыково). 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.05МК – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному руководителем с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2011 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- счетчиков Альфа – по документу «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2001 г.;
- RTU-327 – по методике поверки ДЯИМ.466.215.007МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

- УСПД ЭКОМ-3000 – по методике поверки МП 26-262-99, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 1999 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 (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Свердловской области (ГТП Еланская). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0025/2012-01.00324-2011 от 30.04.2012 г.
- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Свердловской области (ГТП Кварц). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0225/2013-01.00324-2011 от 24.06.2013 г.
- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Свердловской области (ГТП Овощная). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0219/2013-01.00324-2011 от 19.06.2013 г.
- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Иркутской области (ГТП Головинская). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0209/2012-01.00324-2011 от 29.10.2012 г.
- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Московской области (ГТП Войсковая часть 17204, г. Коломна-1). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0019/2014-01.00324-2011 от 29.04.2014 г.
- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Кировской области (ГТП Марадыково). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0046/2012-01.00324-2011 от 02.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Оборон-энергосбыт» по Свердловской области (ГТП Еланская, ГТП Кварц, ГТП Овощная), Иркутской области (ГТП Головинская), Московской области (ГТП Войсковая часть 17204, г. Коломна-1), Кировской области (ГТП Марадыково)

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 «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»).

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.