

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Касимово-1, ГТП Касимово-2), г. Кронштадт (ГТП Лебяжье-тяговая), Ярославской области (ГТП Орион), Псковской области (ГТП ПС-53), Московской области (ГТП Войсковая часть 23449)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Касимово-1, ГТП Касимово-2), г. Кронштадт (ГТП Лебяжье-тяговая), Ярославской области (ГТП Орион), Псковской области (ГТП ПС-53), Московской области (ГТП Войсковая часть 23449) (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), RTU-327 (Госреестр № 41907-09), RTU-325L (Госреестр № 37288-08) (для ИИК 7 – 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 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 ОАО «Ленэнерго», коммуникационный сервер (КС) ОАО «МОЭСК», СБД ОАО «МОЭСК», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройства синхронизации времени (УСВ) УСВ-1 (Госреестр № 28716-05), УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), УСВ УССВ-35 HV5, 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 соотношены 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 7 – 14 и считывают с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, параметры электросети, а также журналы событий. ССД региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют 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).

На ПС-607 «Касимово» 35/6 кВ, ПС № 412 Лебяжье-тяговая 110/10 кВ, ПС №765 «Сенеж» 110/10/6 кВ и ПС № 328 «Ожогино» 110/10 кВ установлены УСПД, которые один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивают счетчики ИИК 1 – 6, 15 – 17, 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 ОАО «Ленэнерго» с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает УСПД ИИК 1 – 4 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 5, 6 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».

КС ОАО «МОЭСК» с периодичностью раз в сутки опрашивает УСПД ИИК 15 – 17 и считывает 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения передаются в СБД ОАО «МОЭСК».

Сервер ОАО «Ленэнерго», СБД ООО «Русэнергосбыт», СБД ОАО «МОЭСК» 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 ОАО «Ленэнерго», СБД ООО «Русэнергосбыт», СБД ОАО «МОЭСК» 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 центре сбора и обработки информации (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 СБД ОАО «РЖД», СБД ООО «Русэнергосбыт» и УСВ УССВ-35 HVS происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов СБД ОАО «РЖД», СБД ООО «Русэнергосбыт» и УСВ УССВ-35 HVS осуществляется независимо от показаний часов СБД ОАО «РЖД», СБД ООО «Русэнергосбыт» и УСВ УССВ-35 HVS.

Сравнение показаний часов сервера ОАО «Ленэнерго», СБД ОАО «МОЭСК» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера ОАО «Ленэнерго», СБД ОАО «МОЭСК» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов сервера ОАО «Ленэнерго», СБД ОАО «МОЭСК» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов коммуникационного сервера ОАО «МОЭСК» и сервера БД ОАО «МОЭСК» происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов коммуникационного сервера ОАО «МОЭСК» и сервера БД ОАО «МОЭСК» на величину более чем ± 1 с.

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

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.

Сравнение показаний часов УСПД RTU-325L и коммуникационного сервера ОАО «МОЭСК» происходит при каждом сеансе связи. Синхронизация часов УСПД RTU-325L и коммуникационного сервера ОАО «МОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД RTU-325L и коммуникационного сервера ОАО «МОЭСК» на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД СИКОН С70 и УСВ-1 осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСПД и УСВ-1 осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УСВ-1 на величину более чем ± 500 мс.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 – 6, 15 – 17 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 7 – 14 и ССД региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК 7 – 14 и ССД региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 7 – 14 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 программного 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		fe05715defeec25e062 245268ea0916a	
ESClient_ex.dll		27c46d43b1lca3920c f2434381239d5d	
filemap.dll		C8b9bb71f9faf20774 64df5bbd2fc8e	
plugin.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-607 "Касимово" 35/6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 607-12	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 400/5 Зав. № 17239; 17240; 17241 Госреестр № 25433-08	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2 кл.т.0,2 Ктн = 6000/100 Зав. № 562 Госреестр № 40740-09	КИПП-2М Кл.т.0,2S/0,5 Зав. № 101061 Госреестр № 41436-09	СИКОН С70 Зав. № 03925 Госреестр № 28822-05	ССД региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «РЖД», СБД ОАО «МОЭСК», СБД ОАО «МОЭСК»	активная реактивная
2	ПС-607 "Касимово" 35/6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 607-11	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 17242; 17243; 17244 Госреестр № 25433-08		КИПП-2М Кл.т.0,2S/0,5 Зав. № 101063 Госреестр № 41436-09			
3	ПС-607 "Касимово" 35/6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 607-23	ТЛП-10 кл. т. 0,5S Ктт = 400/5 Зав. № 17221; 17223; 17222 Госреестр № 30709-05	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2 кл.т.0,2 Ктн = 6000/100 Зав. № 563 Госреестр № 40740-09	КИПП-2М Кл.т.0,2S/0,5 Зав. № 101067 Госреестр № 41436-09			
4	ПС-607 "Касимово" 35/6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 607-29	ТЛП-10 кл. т. 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 17227; 17234; 17237 Госреестр № 30709-05		КИПП-2М Кл.т.0,2S/0,5 Зав. № 100925 Госреестр № 41436-09			
5	ПС №412 Лебяжье- тяговая 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 1ВЧ	ТЛК-10 кл. т. 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 000486; 000372; 000373 Госреестр № 09143-01	ЗНОЛ.06 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/√3/100/√3 Зав. № 1561; 1617; 977 Госреестр № 03344-04	ЕА05RAL-B-4 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01129423 Госреестр № 16666-97	RTU-327 Зав. № 01020 Госреестр № 41907-09	активная реактивная	
6	ПС №412 Лебяжье- тяговая 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 2ВЧ	ТЛК-10 кл. т. 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 000371; 000375; 000485 Госреестр № 09143-01	ЗНОЛ.06 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/√3/100/√3 Зав. № 5740; 5737; 5739 Госреестр № 03344-04	ЕА05RAL-B-4 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01129419 Госреестр № 16666-97			
7	ТП-в/ч 55237, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т. 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 007258; 007265; 007259 Госреестр № 47176-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0623120761 Госреестр № 36355-07	-	активная реактивная	
8	КНС, ВРУ-0,4 кВ, Ввод с ТП- в/ч 55237	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.24.01 кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 1112121298 Госреестр № 46634-11	-	активная реактивная	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ТП-121 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 2, КЛ-0,4 кВ № 1 пер. О. Зобова, д. 21/2	Т-0,66 кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 017157; 017172; 017173 Госреестр № 47176-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0605125206 Госреестр № 36355-07	-	ССД региональных отделений ОАО «Оборонэнергосбыт», СБД ОАО «РЖД», СБД ООО «Русэнергосбыт», сервер ОАО «Ленэнерго», коммуникационный сервер (КС) ОАО «МОЭСК», СБД ОАО «МОЭСК»	активная реактивная
10	ТП-121 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 4, КЛ-0,4 кВ № 1 пер. О. Зобова, д. 21/1	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № N15109; N12221; N15110 Госреестр № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0605125214 Госреестр № 36355-07	-		активная реактивная
11	ТП-121 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 5, КЛ-0,4 кВ № 2 пер. О. Зобова, д. 21/2	ТТИ кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № N12209; N12232; N15078 Госреестр № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604126120 Госреестр № 36355-07	-		активная реактивная
12	ТП-121 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 5, КЛ-0,4 кВ ПТОР 234 полка	Т-0,66 кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 005817; 005845; 005164 Госреестр № 47176-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604121705 Госреестр № 36355-07	-		активная реактивная
13	ЩР-46 0,4 кВ в/г 7-К Промежицы в/ч 64044 ввод 1, КЛ-0,4 кВ от ТП-337 10/0,4 кВ	Т-0,66 кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 005160; 005167; 005166 Госреестр № 47176-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0605125380 Госреестр № 36355-07	-		активная реактивная
14	ЩР-46 0,4 кВ в/г 7-К Промежицы в/ч 64044 ввод 2, КЛ-0,4 кВ от ТП-337 10/0,4 кВ	Т-0,66 кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 002123; 002354; 002108 Госреестр № 47176-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0605125335 Госреестр № 36355-07	-		активная реактивная
15	ПС №765 Сенеж 110/10/6 кВ, РУ-10 кВ ф. № 15	ТЛК-10 кл. т. 0,2S Ктт = 200/5 Зав. № 2231110000023; 2231110000024 Госреестр № 09143-01	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № ПХРК Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0106081860 Госреестр № 27524-04	RTU-325L Зав. № 005227 Госреестр № 37288-08		активная реактивная
16	ПС №328 Ожогоино 110/10 кВ, РУ-10 кВ ф. № 3	ТВЛМ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 63815; 62428 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 485 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0106082557 Госреестр № 27524-04	RTU-325L Зав. № 005246 Госреестр № 37288-08		активная реактивная
17	ПС №328 Ожогоино 110/10 кВ, РУ-10 кВ ф. № 8	ТВЛМ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 63682; 64963 Госреестр № 1856-63		СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0106082685 Госреестр № 27524-04			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 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,9	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±5,5	±3,3	±2,5	±2,5
5, 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,7	±3,4	±2,7	±2,7
7, 9 – 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
8 (Счетчик 1,0)	1,0	-	±3,1	±2,9	±2,9
	0,9	-	±3,2	±2,9	±2,9
	0,8	-	±3,3	±2,9	±2,9
	0,7	-	±3,3	±3,0	±3,0
	0,5	-	±3,5	±3,1	±3,1
15 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,2	±1,8	±1,7	±1,7
	0,7	±2,4	±2,0	±1,8	±1,8
	0,5	±2,9	±2,4	±2,1	±2,1
16, 17 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счет- чик 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
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 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,9	±6,5	±4,8	±4,1	±4,1
	0,8	±6,5	±4,2	±3,7	±3,7
	0,7	±6,5	±3,9	±3,5	±3,5
	0,5	±6,4	±3,7	±3,4	±3,4
	0,9	±12,1	±4,8	±3,3	±3,1
5, 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,8	±10,1	±3,7	±2,6	±2,6
	0,7	±9,4	±3,3	±2,4	±2,3
	0,5	±8,7	±2,9	±2,2	±2,1
	0,9	-	±7,1	±4,6	±4,0
	0,8	-	±5,5	±3,9	±3,6
7, 9 – 14 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	0,7	-	±4,8	±3,7	±3,5
	0,5	-	±4,2	±3,4	±3,3
	0,9	-	±6,0	±5,8	±5,8
	0,8	-	±5,9	±5,6	±5,6
	0,7	-	±5,8	±5,5	±5,5
8 (Счетчик 2,0)	0,5	-	±5,6	±5,4	±5,4
	0,9	±10,6	±3,8	±2,7	±2,5
	0,8	±8,3	±3,2	±2,3	±2,2
	0,7	±7,4	±2,9	±2,2	±2,1
	0,5	±6,5	±2,7	±2,0	±2,0
15 (ТТ 0,2S; 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

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 № 1 – 6, 15, от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК № 7 – 14, 16, 17;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 – 4, 7, 9 – 14 по ГОСТ Р 52323-2005, ИИК № 8 по ГОСТ Р 52322-2005, ИИК № 5, 6, 15 – 17 по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и счетчики ИИК № 1 – 4, 7 – 14 по ГОСТ Р 52425-2005, ИИК № 5, 6, 15 – 17 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 КИПП-2М – среднее время наработки на отказ не менее 150000 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 ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;
- УСПД RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 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;
- счетчики электроэнергии КИПП-2М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 149 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 АИ-ИС 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	ТЛП-10	6
Трансформатор тока	ТЛК-10	8
Трансформатор тока	Т-0,66	15
Трансформатор тока	ТТИ	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Счетчики электронные многофункциональные	КИПП-2М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕА05РАL-В-4	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.04	7

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.24.01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	3
Контроллеры сетевые промышленные	Сикон С70	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	2
Контроллер	Сикон SDM-TC65	3
Сервер регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт»	HP ProLiant DL180G6	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	4
Сервер портов RS-232	Moxa NPort 5410	2
GSM Модем	Teleofis RX100-R	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000 RM	2
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 ОАО «РЖД»	HP ProLiant	2
Устройство синхронизации времени	УССВ 16 HVS	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
Устройство синхронизации времени	УССВ 35 HVS	1
Сервер коммуникационный ОАО «МОЭСК»	HP ProLiant ML350	1
Сервер БД ОАО «МОЭСК»	HP ProLiant ML370	1
Сервер ОАО «Ленэнерго»	HP ProLiant ML370G5	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	3
Преобразователь	Moxa NPort 5430	2
Преобразователь	Moxa NPort 5610	1
Коммутатор	D-Link DES-1005D	2
Спутниковый терминал (VSAT)	SkyEdge Pro	2
Коммутатор	3Com 2952-SFP Plus	2
Источник бесперебойного питания	Rittal DK 7857.403	1
Методика поверки	МП 1861/550-2014	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.1168 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1861/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Касимово-1, ГТП Касимово-2), г. Кронштадт (ГТП Лебяжье-тяговая), Ярославской области (ГТП Орион), Псковской области (ГТП ПС-53), Московской области (ГТП Войсковая часть 23449). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в июне 2014 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков КИПП-2М – по методике поверки ТЛАС.411152.001ПМ согласованной с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2009 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – по документу «Счетчик электрической энергии multifunctional 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 СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- счетчиков ЕвроАЛЬФА – по документу «Счетчики электроэнергии multifunctional типа ЕвроАЛЬФА. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;
- УСПД RTU-327 – по методике поверки ДЯИМ.466.215.007МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УСПД RTU-325L – по методике поверки ДЯИМ.466.453.005МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым 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 Ленинградской области (ГТП Касимово-1). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0024/2014-01.00324-2011 от 08.05.2014 г.
- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Касимово-2). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0025/2014-01.00324-2011 от 08.05.2014 г.
- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по г. Кронштадт (ГТП Лебяжье-тяговая). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0069/2012-01.00324-2011 от 24.07.2012 г.
- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ярославской области (ГТП Орион). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0211/2013-01.00324-2011 от 10.06.2013 г.
- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Псковской области (ГТП ПС-

53). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0126/2012-01.00324-2011 от 14.09.2012 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 23449). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0084/2013-01.00324-2011 от 08.05.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Ленинградской области (ГТП Касимово-1, ГТП Касимово-2), г. Кронштадт (ГТП Лебяжье-тяговая), Ярославской области (ГТП Орион), Псковской области (ГТП ПС-53), Московской области (ГТП Войсковая часть 23449)

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 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

7 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.

8 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.