

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «Комета энергоучет»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «Комета энергоучет» (далее АИИС КУЭ) предназначены для измерений и учета потребленной активной и реактивной электрической энергии и мощности потребителей в многоквартирных жилых домах, в частных домах, на промышленных и непромышленных объектах юридических лиц, оборудованных электроустановками напряжением 0,23; 0,4 кВ, автоматического сбора, хранения и отображения измерительной информации, передачи учетной информации гарантирующим поставщикам электрической энергии и сетевым организациям с целью коммерческого и технического учета.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляют собой многофункциональные, многоуровневые системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ выполняют следующие функции:

измерение суточных значений активной и реактивной электрической энергии нарастающим итогом;

измерение значений активной и реактивной электрической энергии нарастающим итогом на интервале месяц;

измерение средних значений мощности активной и реактивной электрической энергии на 30-минутных интервалах;

периодический (1 раз в сутки) автоматический и/или по запросу сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений значений электрической энергии и мощности с заданной дискретностью учета (30 минут, сутки, месяц);

хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений данных о состоянии средств измерений со стороны организаций-участников розничного рынка электрической энергии;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й-уровень – измерительно-информационный комплекс точек измерений, включающий:

трансформаторы тока (ТТ) по 7746-2001, ГОСТ 7746-2015 класса точности (КТ) 0,5 или 0,5S, указанные в таблице 4;

трехфазные счетчики активной и реактивной электрической энергии КТ 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, КТ 1,0 по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ Р 52322-2005, КТ 1,0 по ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, КТ 0,5 по техническим условиям (ТУ) завода-изготовителя непосредственного или трансформаторного включения, указанные в таблице 4, оснащенные радиомодулями LoRaWAN, ZigBee, GSM модемом или цифровым интерфейсом;

однофазные счетчики активной электрической энергии КТ 1,0 по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ Р 52322-2005 непосредственно включения в соответствии с типами, указанные в таблице 4, оснащенные радиомодулями LoRaWAN, ZigBee, GSM модемом или цифровым интерфейсом;

каналообразующая аппаратура: LoRaWAN модемы или GSM модемы, подключаемые к цифровым интерфейсам счетчиков, LoRaWAN и ZigBee шлюзы и ZigBee ретрансляторы.

2-й уровень: информационно-вычислительный комплекс (ИБК), включающий: сервер баз данных центра сбора и обработки данных (далее Сервер БД ЦСОД) гарантирующего поставщика (электросбытовой компании) или электросетевой компании или иного владельца АИИС КУЭ;

программное обеспечение (ПО) «Интеллектуальная платформа «Комета»;

система обеспечения единого времени (далее СОЕВ) на базе программных средств приема сигналов точного времени по протоколу NTP от серверов точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ».

Первичные фазные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии.

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчики измеряют действующие (среднеквадратические) значения напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Результаты измерений электрической энергии передаются в цифровом формате на сервер гарантирующего поставщика (электросбытовой компании) или электросетевой компании или владельца АИИС КУЭ с целью обеспечения коммерческих расчетов.

Передача информации на верхний уровень АИИС КУЭ организована на базе встроенных в счетчики радиомодемов (LoRaWAN, ZigBee), внешних LoRaWAN- или GSM модемов, подключаемых к цифровым интерфейсам счетчиков, или через цифровые интерфейсы счетчиков непосредственно. Коммуникационное оборудование обеспечивает объединение счетчиков в сеть передачи данных и передачу измерительной информации на сервер ИБК.

На втором уровне системы выполняется дешифрование поступающей измерительной информации в соответствии с протоколом SSL128, идентификация поступивших данных в соответствии с протоколом обмена счетчиков, обработка и хранение измерительной информации с возможностью последующего оформления справочных и отчетных документов.

Коррекция показаний часов счетчиков производится от часов сервера БД ЦСОД гарантирующего поставщика (электросбытовой компании) или владельца АИИС КУЭ в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов сервера БД ЦСОД и часов счетчиков превосходит 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и ЦСОД АИИС КУЭ.

Журнал событий счетчиков электрической энергии отражает время (дата, часы, минуты) коррекции часов.

Состав измерительных каналов приводится в паспорте, оформляемом на каждый экземпляр изготавливаемой АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ «Комета энергоучет» используется программное обеспечение (ПО) «Интеллектуальная платформа «Комета».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	IPC-metering.lib
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2016.03.01
Цифровой идентификатор ПО	b0b882ba03653aea25084874640b64f5
Идентификационное наименование ПО	IPC-timesync.lib
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2016.02.18
Цифровой идентификатор ПО	f9203172779d8787d7214681967858ad
Идентификационное наименование ПО	IPC-userifc.lib
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2016.09.21
Цифровой идентификатор ПО	f02c1910ea71a618d2794bbf46eed8c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменения параметров, защиту прав пользователей и входа с помощью пароля, кодирование данных при передаче, что соответствует уровню «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические технические характеристики

Таблица 2 - Возможный состав измерительных каналов (ИК) и метрологические характеристики

Тип ИК	ТТ	Счетчик	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
				Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5S	класс точности по активной энергии - 0,5S по реактивной – 0,5	Активная	±1,1	±3,0
			Реактивная	±2,7	±4,3
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5S	класс точности по активной энергии - 0,5S по реактивной – 1	Активная	±1,1	±3,0
			Реактивная	±2,7	±5,5
Трехфазные присоединения	-	класс точности по активной энергии – 1,0 по реактивной – 1,0	Активная	±1,7	±4,5
			Реактивная	±1,7	±5,1
Трехфазные присоединения	-	класс точности: по активной энергии – 1,0 по реактивной – 2,0	Активная	±1,7	±4,5
			Реактивная	±2,8	±9,8
Однофазные присоединения	-	класс точности по активной энергии – 1,0	Активная	±1,7	±4,5

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$ (баз) и $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы ±5 с.

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение на присоединениях ($U_{ном}$), кВ	0,23; 0,4
Номинальная частота, Гц	50
Базовый ток для счетчиков прямого включения ($I_{баз}$), А	5;10
Номинальный ток для счетчиков трансформаторного включения ($I_{ном}$), А	5
Максимальный ток ($I_{макс.}$), А: для счетчиков прямого включения для счетчиков трансформаторного включения	50;60;80;100 10
Номинальный первичный ток трансформаторов тока ($I_{ТТ1}$),А	от 50 до 3000
Номинальный вторичный ток трансформаторов тока ($I_{ТТ2}$),А	5
Номинальное вторичное фазное/линейное напряжение трехфазных счетчиков ($U_{ном}$), В	3x220/380
Номинальное вторичное напряжение однофазных счетчиков ($U_{ном}$), В	220 (230)
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ ток, % от $I_б$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1 до 120 от 5 до $I_{макс}$ 0,9 инд. от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ ток, % от $I_б$ коэффициент мощности: cosφ sinφ частота, Гц температура окружающей среды для: ТТ, счетчиков, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до $I_{макс}$ от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,5 до 50,5 от -30 до +40
Глубина хранения измерительной информации в однофазных и трехфазных счетчиках: значений энергий нарастающим итогом на конец/начало месяца по каждому тарифу, месяцев, не менее значений энергий нарастающим итогом на конец/начало суток по каждому тарифу, суток, не менее профилей мощности по видам энергий, суток, не менее	12 35 35
Глубина хранения измерительной информации в базе данных сервера центра сбора и обработки информации, лет, не менее	3,5
Средняя наработка системы на отказ, ч, не менее, в т.ч.: АИИС КУЭ трансформаторы тока счетчики электрической энергии	35000 219000 120000
Средний срок службы системы, лет, не менее	18

Надежность применяемых в системе компонентов:

Резервирование каналов связи:

а) информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники рынка электрической энергии по телефонной радиосети стандарта GSM 900/1800 в соответствии с протоколом GPRS/TCP-IP;

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

попыток несанкционированного доступа;

связи со счетчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;

коррекции текущих значений времени и даты;

самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электрической энергии;

клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;

промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;

испытательных клеммных коробок;

сервера.

б) защита информации на программном уровне:

установка паролей на счетчиках электрической энергии;

установка пароля на сервере БД ЦСОД;

возможность использования цифровой подписи при передаче.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Регистрационный №	Количество
1	2	3	4
Трансформаторы тока*	Т-0,66	22656-07	Согласно проектной документации
	ТШ-0,66	22657-12	
	ТШЛ-0,66с	3688-05	
	ТСН	26100-03	
	Т-0,66 М УЗ/П	50733-12	
	ТТИ	28139-12	
Счетчики электрической энергии однофазные*	Меркурий 206	46746-11	
	ЦЭ2726А	60869-15	
	СЕ208	55454-13	
Счетчики электрической энергии трехфазные*	Меркурий 234	48266-11	
	СЕ308	59520-14	
	ЦЭ2727А	60868-15	
Каналообразующая аппаратура*	LoRaWAN модемы		
	GSM модемы	–	
	ZigBee ретрансляторы	–	
	LoRaWAN шлюзы	–	
	ZigBee шлюзы	–	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Информационно-вычислительный комплекс*	Сервер сбора и передачи данных Гарантирующего поставщика электрической энергии (Энергосбытовой компании. Сетевой организации) или Заказчика, с доступом к сети Интернет	–	Согласно проектной документации
	Автоматизированное рабочее место пользователя, с доступом к сети Интернет	–	
	Программное обеспечение «Интеллектуальная платформа «Комета»	–	
	Программные средства приема сигналов точного времени по протоколу NTP от серверов точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ»	–	
Эксплуатационная документация:			
Ведомость эксплуатационных документов	26.51.43-001-19298611-2017 ВЭ		1 экз.
Паспорт	26.51.43-001-19298611-2017 ПС		1 экз.
Руководство по эксплуатации	26.51.43-001-19298611-2017 РЭ		1 экз.
Методика измерений	26.51.43-001-19298611-2017 МИ		1 экз.
Методика поверки	432-167-2019 МП		1 экз.
Эксплуатационная документация на компоненты АИИС КУЭ			
Примечание: *При комплектовании АИИС КУЭ может использоваться любое устройство из указанных в таблице 4.			

Поверка

осуществляется по документу 432-167-2019МП «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «Комета энергоучет». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Тест-С.-Петербург» 30.07.2019 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

по МИ 3196-2018. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

счетчиков электрической энергии – по документам на поверку, указанным в описании типа средства измерений;

модуль коррекции времени МКВ-02Ц (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44097-10);

прибор комбинированный ТКА-ПКМ (мод.20) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 24248-09);

миллитесламетр универсальный ТП2-2У (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16373-08);

прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13);

прибор для измерения действующих значений силы тока и напряжения вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-05).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 26.51.43-001-19298611-2017 МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электрической энергии и мощности «Комета энергоучет». Свидетельство об аттестации № 9 -РА.RU.311468-2019 от 03.06.2019 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам автоматизированным информационно – измерительным коммерческого учета электрической энергии и мощности «Комета энергоучет»

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ТУ 26.51.43-001-19298611-2017 Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «Комета энергоучет». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Комета»

(ООО «Комета»)

ИНН 7804605489

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, Свердловская набережная, дом 4, литера Б, помещение 8н-18

Телефон: +7 (812) 748-24-32

E-mail: info@sntportal.ru

Web-сайт: www.sntportal.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: +7 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: +7 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484 от 03.02.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.