

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ООО «Энергосбытсервис»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии АИИС КУЭ ООО «Энергосбытсервис» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения электрической энергии, потребляемой объектами ООО «Энергосбытсервис», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) и другими внешними пользователями. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- 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);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- 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 системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

1-й уровень- измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,2 по ГОСТ 1983-01, многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (ГР № 36697-12) класса точности (КТ) 0,2S/0,5 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электрической энергии, приведенные в таблице 2 (2 точки измерения). В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

2-й уровень - измерительно-вычислительные комплексы (ИВК), выполняющие функции измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), содержащие в своем составе: сервер БД Proliant DL360e Gen8, технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации, NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS, входящий в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ, устройство бесперебойного питания сервера (UPS), коммуникационное оборудование, программное обеспечение «Энергосфера 8.0».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков через коммуникационное оборудование поступает на сервер БД. Информация в сервере БД формируется в архивы и записывается на жесткий диск. Сервер подключается к коммутатору сети Ethernet. На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованным сторонами регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВС). В качестве источника синхронизации времени сервера используется NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS, входящий в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ», позволяющий получать шкалу точного времени по протоколу NTP с погрешностью передачи сигналов ± 10 мс. В этом случае коррекция системного времени сервера производится не реже одного раза в час при расхождении показаний часов сервера и источника синхронизации времени на величину более чем ± 1 с. Сверка часов счетчиков АИИС КУЭ с часами сервера происходит при каждом опросе, при расхождении часов счетчиков с часами сервера на ± 2 с выполняется их корректировка. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ на уровне ИВК установлено программное обеспечение (ПО) «Энергосфера 8.0» Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПО «Энергосфера 8.0» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПО «Энергосфера 8.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	ПО "Энергосфера 8.0"
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.0
Наименование файла	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014- средний.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключают возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ

должны соответствовать положениям постановления Правительства РФ от 31.10.2009 г. №879 «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.009-84, РМГ 29-2013, а также действующим национальным стандартам на средства измерений.

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее - ИК), представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ООО "ТК Елецкие овощи" Ввод 1 110 кВ	ТОГФ-110У1 600/1 КТ 0,2S	ЗНОГ-110 Ш 0,2/0,5/3Р-УХЛ1 (110000:√3)/(100:√3) КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5	NTP-сервер точного времени типа LAN TIME M300/GPS, входящий в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ»	Активная/ Реактивная
2	ООО «ТК Ярославский» Ввод 110 кВ, Т-1 110 кВ	ТОГФ-110У1 200/5 КТ 0,2S	ЗНОГ-110 (110000:√3)/(100:√3) КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М.00 КТ 0,2S/0,5		

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях (параметры сети: напряжение (0,9-1,1) $U_{ном}$, ток (0,01-1,2) $I_{ном}$, $0,5 \leq \cos j \leq 1,0$, допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 45°C, для счетчиков от минус 40 до плюс 55°C; для сервера от 10 до 40 °C приведены в таблицах 3, 4. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 5 до 40 °C

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях

Номер ИК	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Тип нагрузки	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях, %				
			$d_{1\%},$ $I_{1\%} \leq I_{изм} < I_{2\%}$	$d_{2\%},$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	±1,9	±1,3	±1,0	±1,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2	$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,6$	$\pm 0,7$
	$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	$\pm 1,1$	$\pm 0,7$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$
	$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$
	$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	$\pm 1,0$	$\pm 0,6$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
	$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	$\pm 0,9$	$\pm 0,6$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях

Номер ИК	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях, %				
		$d_{1\%},$ $I_{1\%} \leq I_{изм} < I_{2\%}$	$d_{2\%},$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7
1, 2	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (0,01-1,2) $I_{ном}$; $0,5 \leq \cos j \leq 1,0$; температура окружающей среды (23±2) °С приведены в таблицах 5,6.

Таблица 5 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении активной электрической энергии

Номер ИК	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Тип нагрузки	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении активной электрической энергии, %				
			$d_{1\%},$ $I_{1\%} \leq I_{изм} < I_{2\%}$	$d_{2\%},$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1,2	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$
	$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	$\pm 1,1$	$\pm 0,7$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$
	$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
	$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	$\pm 1,0$	$\pm 0,6$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
	$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	$\pm 0,9$	$\pm 0,6$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$

Таблица 6 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении реактивной электрической энергии

Номер ИК	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении реактивной электрической энергии, %				
		$d_{1\%}, I_{1\%} \leq I_{изм} < I_{2\%}$	$d_{2\%}, I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7
1,2	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	$\pm 2,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
	$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.

Надежность применяемых в системе компонентов:

электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 140\ 000$ ч,

- средний срок службы-30 лет;

трансформатор тока (напряжения)

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 400\ 000$ ч,

- среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;

Сервер

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 15843$ ч,

- среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 1$ ч;

Надежность системных решений:

- резервирование питания с помощью устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации - участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи;

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;

- пропадания напряжения;

- коррекция времени;

в журнале ИВК:

- параметрирование;

- попытка не санкционированного доступа;

- коррекция времени;

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

- сервера.

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)

- установка пароля на счётчик;

- установка пароля на сервер;

Возможность коррекции времени в:

- электросчётчиках (функция автоматизирована);

- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства.

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 7.

Таблица 7- Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Регистрационный номер в Информационном фонде	Количество
1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М (модификация СЭТ-4ТМ.03М.16, СЭТ-4ТМ.03М.00), КТ 0,2S/0,5	36697-12	1 шт./1 шт.
Трансформатор тока ТОГФ-110У1, КТ 0,2S	61432-15	6 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110 и модификация ЗНОГ-110 III 0,2/0,5/3Р-УХЛ1, КТ 0,2	61431-15	3 шт./3 шт.
NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS	-	1 шт.
Сервер БД Proliant DL360e Gen8	-	1 шт.
ПО «Энергосфера 8.0»	-	1 шт.
Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-10-7705939064-2017		1 экз.
Формуляр ФО 4222-10-7705939064-2017		1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-10-7705939064-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ООО «Энергосбытсервис». Методика поверки, утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 12 января 2017 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой ИЛГШ.411152.145 РЭ1;

- радиочасы МИР РЧ-01, (регистрационный номер в Информационном фонде 27008-04);

- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Информационном фонде 33750-12).

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии АИИС КУЭ ООО «Энергосбытсервис» - МВИ 4222-10-7705939064-2017. Методика (метод) аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №178 /RA.RU 311290/2015/2017 от 09 января 2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии АИИС КУЭ ООО «Энергосбытсервис»

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

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

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия;

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

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Электроконтроль» (ООО «Электроконтроль»)
ИНН 7705939064

Адрес: 117449, Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9

Телефон (факс): (495) 647-88-18

E-mail: info.elkontrol@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Телефон: (846) 336-08-27

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.