

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ИК МЕГА»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ИК МЕГА» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналаобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) Энергосфера.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 преобразуются 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.

ИВК автоматически опрашивает счетчики АИИС КУЭ. В ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения

статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя УСВ-3, ИВК, счетчики электрической энергии.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет ИВК, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и ИВК на величину более ± 2 с.

Корректировка часов ИВК выполняется автоматически, от устройства синхронизации времени УСВ-3 (Госреестр № 51644-12). В комплект УСВ-3 входят антенный блок для наружной установки и блок питания с интерфейсами. Корректировка часов ИВК происходит ежесекундно.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «ИК МЕГА» используется ПО Энергосфера, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО Энергосфера обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО Энергосфера.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Саратовская ТЭЦ-1 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, I сш-6 кВ, яч. 38, ф.630	ТПОЛ-10-3 Кл. т. 0,5S 1000/5 Зав. № 3514; Зав. № 3515; Зав. № 3518	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 4024; Зав. № 3767	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111063006	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,9
2	Саратовская ТЭЦ-1 110/35/6 кВ, ГРУ-6 кВ, II сш-6 кВ, яч. 5, ф.650	ТПОЛ-10-3 Кл. т. 0,5S 1000/5 Зав. № 3516; Зав. № 3517; Зав. № 3519	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 996; Зав. № 688	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107060108	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,9
3	ЦРП -6 кВ ООО «Инвестиционная компания МЕГА», РУ-6 кВ, I сш - 6 кВ, яч. 27	ТПЛ-10с-У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 0714100000001 Зав. № 0714100000002	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9352	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612080703	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ЦРП -6 кВ ООО «Инвестиционная компания МЕГА», РУ-6 кВ, II сш - 6 кВ, яч. 20	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 27910; Зав. № 27800	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9646	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612080693	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$
5	ЦРП - 6 кВ ООО «Инвестиционная компания МЕГА», РУ-6 кВ, I сш - 6 кВ, яч. 25	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 2665; Зав. № 1880	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9352	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108150087	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$
6	ЦРП - 6 кВ ООО «Инвестиционная компания МЕГА», РУ-6 кВ, II сш - 6 кВ, яч. 28	ТЛК 10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 3149; Зав. № 3618	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9646	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1105151311	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$
7	ТП-1 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, ф.1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 228361; Зав. № 532339; Зав. № 532335	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1110152236	-	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,4$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ТП-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 128945; Зав. № 189740; Зав. № 190618	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1110152277	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
9	ТП-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.3	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 006454; Зав. № 006415; Зав. № 006456	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1110152280	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
10	ЩУ-0,4 кВ Власов В.П., ф.ввод от РЩ-5	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 1110150005	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
11	ТП-3 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, II сш -0,4 кВ, ф.22	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 233998; Зав. № 233995; Зав. № 234935	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1110152269	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
12	ПР №1 0,4 кВ корпуса №3, РУ-0,4 кВ, ф.5	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 1110150083	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos\varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °C; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °C; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °C;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 – 1,1) U_{H1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,02 – 1,2) I_{H1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 – 1,0$ ($0,87 – 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °C.

б) для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 – 1,1) U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01 – 1,2) I_{H2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 – 1,0$ ($0,87 – 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

– относительная влажность воздуха $(40 – 60)$ %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 до плюс 60 °C;

– для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М.12 от минус 40 до плюс 60 °C;

– для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК от минус 40 до плюс 60 °C;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °C;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 – 12 от 0 до плюс 40 °C.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– электросчётчик ПСЧ-4ТМ.12 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время

восстановления работоспособности $t_B = 1$ ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

– журнал сервера БД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере БД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

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,

параметризации:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

– электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

– Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ИК МЕГА» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10-3	1261-08	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10с-У3	29390-05	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	1276-59	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	22192-07	2
Трансформатор тока	ТЛК 10	9143-06	2
Трансформатор тока	Т-0,66	52667-13	6
Трансформатор тока	Т-0,66	22656-07	3
Трансформатор тока	Т-0,66	47176-11	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	380-49	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.12	36355-07	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	46634-11	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	46634-11	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.24	46634-11	2
Программное обеспечение	Энергосфера	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Проверка

осуществляется по документу МП 62815-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ИК МЕГА». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки»

ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М.12 – по документу «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2007 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 до - 100%, дискретность 0,1%.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с Приказом Минпромторга России № 1815 от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ООО «ИК МЕГА», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ИК МЕГА»

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

2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПраймЭнерго»
(ООО «ПраймЭнерго»)

ИНН 7721816711

Юридический (почтовый) адрес: 109507, г. Москва, Самаркандский бульвар, д. 11, корп. 1, пом. 18

Тел.: (926) 785-47-44

E-mail: shilov.pe@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.