

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Городская энергосбытовая компания» в части электропотребления АО «ЛГЭК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Городская энергосбытовая компания» в части электропотребления АО «ЛГЭК» (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 измерений.

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 Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) RTU-325, каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS.

УСПД входит в состав системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала ОАО «КВАДРА» - «Восточная генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2 (рег. № 56868-14) (далее - АИИС КУЭ филиала ОАО «КВАДРА» - «Восточная генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2) и расположен на ТЭЦ-2 110 кВ.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ТЭЦ-2 110 кВ, ПС 110/35/6 кВ «Бугор», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ филиала ОАО «КВАДРА» - «Восточная генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2 с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР»; сервер БД системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ФООО «МРСК Центра» «Липецкэнерго» (рег. № 50021-12) (далее – АИИС КУЭ ФООО «МРСК Центра» «Липецкэнерго») с ПО «БАЗИС» и устройством синхронизации системного времени (УССВ).

4-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер БД АИИС КУЭ ООО «ГЭСК» с ПО ПК «Энергосфера»; сервер БД системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Липецкая энергосбытовая компания» (рег. № 48031-11) (далее – АИИС КУЭ ОАО «Липецкая энергосбытовая компания») с ПО ПК «Энергосфера»; автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) ООО «ГЭСК» и устройство синхронизации времени УСВ-2.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из четырех 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ТЭЦ-2 110 кВ по проводным линиям связи поступает на входы УСПД (второй уровень системы), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на третий уровень системы.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ПС 110/35/6 кВ «Бугор» по проводным линиям связи поступает на третий уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

На третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации от счетчиков ТЭЦ-2 110 кВ и ПС 110/35/6 кВ «Бугор», оформление справочных и отчетных документов, передача информации о результатах измерений, состоянии средств измерений в формате XML-макетов в ИВК АИИС КУЭ ООО «Городская энергосбытовая компания», ИВК АИИС КУЭ ОАО «Липецкая энергосбытовая компания» через канал Internet.

На верхнем – четвертом уровне системы, в ИВК АИИС КУЭ, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК АИИС КУЭ с периодичностью раз в сутки или по запросу получает от сервера БД АИИС КУЭ филиала ОАО «КВАДРА» - «Восточная генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2 и сервера БД АИИС КУЭ ФООО «МРСК Центра» «Липецкэнерго» данные коммерческого учета для каждого ИК за сутки. Данные содержат информацию о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии, состоянии средств измерений (журналы событий устройств сбора и передачи данных и счетчиков электроэнергии) на соответствующих АИИС КУЭ.

Передача информации в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ и всем заинтересованным субъектам осуществляется от АРМ энергосбытовой организации ООО «ГЭСК» по сети Internet в автоматическом режиме с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ-35HVS в составе ИВКЭ второго уровня, УССВ в составе ИВК ТЭЦ-2 110 кВ, ПС 110/35/6 кВ «Бугор» третьего уровня и УСВ-2 в составе ИВК четвертого уровня. УССВ-35HVS, УССВ, УСВ-2 включают в себя приемники, получающие сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS).

УССВ-35HVS обеспечивают автоматическую коррекцию часов УСПД второго уровня. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и УССВ-35HVS более чем на ± 1 с.

УССВ обеспечивают автоматическую коррекцию часов сервера БД ИВК ТЭЦ-2 110 кВ, ПС 110/35/6 кВ «Бугор» третьего уровня. Коррекция часов сервера БД ИВК ТЭЦ-2 110 кВ,

ПС 110/35/6 кВ «Бугор» третьего уровня проводится при расхождении часов сервера БД ИВК ТЭЦ-2 110 кВ, ПС 110/35/6 кВ «Бугор» третьего уровня и УССВ более чем на ± 1 с.

УСВ-2 обеспечивают автоматическую коррекцию часов сервера БД ИВК четвертого уровня. Коррекция часов сервера БД ИВК четвертого уровня проводится при расхождении часов сервера БД ИВК четвертого уровня и УСВ-2 более чем на ± 1 с.

Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД/сервера более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с. в сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражает: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректуре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется:

- ПО «АльфаЦЕНТР» версии 3.2, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1.1 – Метрологические значимые модули ПО «АльфаЦентр»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.2
Цифровой идентификатор ПО	6BE70157, D0893292, 3D3B9794, 74A48292, BD63F2C9, A99F4657
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», зарегистрированы в Госреестре СИ РФ под № 44595-10.

- ПО «БАЗИС» версии 7819, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.2. ПО «Базис» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Базис».

Таблица 1.2 – Метрологические значимые модули ПО «БАЗИС»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	Uspd_рус.zip
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7819
Цифровой идентификатор ПО	9179ed88e13639e314dc406d659087d9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Базис», в состав которых входит ПО «Базис», зарегистрированы в Госреестре СИ РФ под № 29627-05.

- ПО ПК «Энергосфера» версии 6.4, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.3. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1.3 – Метрологические значимые модули ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» expimp.exe, HandInput.exe, PSO.exe, SrvWDT.exe, adcenter.exe, AdmTool.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1
Цифровой идентификатор ПО	9F2AA3085B85BEF746ECD04018227166 2F968830F6FF3A22011471D867A07785 A121F27F261FF8798132D82DCF761310 76AF9C9A4C0A80550B1A1DFD71AED151 79FA0D977EB187DE7BA26ABF2AB234E2 C1030218FB8CDEA44A86F04AA15D7279
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Энергосфера», в состав которых входит ПО ПК «Энергосфера», зарегистрированы в Госреестр СИ РФ под № 19542-05.

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	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
ТЭЦ-2 110 кВ								
1	ТЭЦ-2 110 кВ, РУСН-6 кВ ВК, КРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 9	ТЛМ-10-1(1) Кл. т. 0,2S 200/5	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
2	ТЭЦ-2 110 кВ, РУСН-6 кВ ВК, КРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 10	ТЛМ-10-1(1) Кл. т. 0,2S 200/5	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/35/6 кВ «Бугор»								
3	ПС 110/35/6 кВ «Бугор», КРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 3	ТОЛ-СЭЦ-10-21 Кл. т. 0,5S 1000/5	ЗНОЛ-СЭЦ-6-1 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,7$
4	ПС 110/35/6 кВ «Бугор», КРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 8	ТОЛ-СЭЦ-10-21 Кл. т. 0,5S 1000/5	ЗНОЛ-СЭЦ-6-1 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,7$

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±0,15) Гц; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

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

- 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) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02–1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5–1,0 (0,87–0,5); частота - (50±0,4) Гц;

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

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9–1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01–1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5–1,0 (0,87–0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40–60) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии А1802RAL-P4GB-DW-4 от минус 40 до плюс 65 °С;

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.12 от минус 40 до плюс 60 °С;

- 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 °С;

- 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 № 1-4 от 0 до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик А1802RAL-P4GB-DW-4 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.12 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- УСПД RTU-325 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 45 суток; сохранение информации 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 «Городская энергосбытовая компания» в части электропотребления АО «ЛГЭК» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Документы представлены в полном объеме. Соответствует требованиям НД.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1(1)	48923-12	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	32139-06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	3344-04	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1	35956-07	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	46634-11	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35HVS	-	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ	-	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-09	1
Программное обеспечение	БАЗИС	29627-05	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	44595-10	1
Программное обеспечение	Энергосфера	19542-05	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64561-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Городская энергосбытовая компания» в части электропотребления АО «ЛГЭК». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2016 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 A1802RAL-P4GB-DW-4 –по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г и документу

«Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному в 2012 г;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.12 – 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.;

- УСПД RTU-325 – по документу ДЯИМ.466.453.005МП» «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

- УСВ-2 - по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ.237.00.000И1», утверждённому ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.09 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 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до - 100%, дискретность 0,1%. миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.;

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Городская энергосбытовая компания» в части электропотребления АО «ЛГЭК», 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 «Городская энергосбытовая компания» в части электропотребления АО «ЛГЭК»

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

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Росэнергосервис» (ЗАО «Росэнергосервис»)

ИНН 3328489050

Юридический (почтовый) адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Тел./факс: (4922) 44-87-06/(4922) 33-44-86

E-mail: post@orem.su

<http://orem.su/>

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. « ____ » _____ 2016 г.