



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 43288

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ОАО "Верофарм"
в г. Воронеже**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **001**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "РеконЭнерго", г. Воронеж

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47291-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 47291-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **22 июля 2011 г. № 3822**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 001247

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Филиала ОАО «Верофарм» в г. Воронеже, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы используются для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 2х-уровневую систему, которая состоит из информационно-измерительных каналов (далее – ИИК) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), а также из системы обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). АИИС КУЭ установлена для коммерческого учета электрической энергии в Филиале ОАО «Верофарм» в г. Воронеже.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Уровень ИИК, включающий трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М.01 по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), и по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК) с функциями ИВКЭ, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, в том числе модем ZyXEL-U336E Plus и GSM-модем Cinterion MC-35i, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, сервер сбора и хранения данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени на базе УССВ - 16HVS и программное обеспечение (ПО).

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 поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление потребленной электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление

справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от ИВК с функциями ИВКЭ с помощью модема ZyXEL-U336E Plus и GSM-модема Cinterion MC-35i.

Программное обеспечение (ПО) АИИС КУЭ на базе «АльфаЦентр АС_РЕ_10» и «АльфаЦентр АС_РЕ_2», которое функционирует на уровне сервера БД и АРМе соответственно.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, включающей в себя УССВ -16HVS. Время счетчиков синхронизировано со временем УССВ, корректировка времени выполняется 1 раз в 30 минут при расхождении времени счетчиков и УССВ на ± 1 с. Сличение времени счетчиков со временем сервера АИИС осуществляется каждые 30 мин, при расхождении времени счетчиков с временем сервера АИИС на ± 2 с выполняется корректировка времени сервера. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже используется программное обеспечение (далее – ПО) АИИС КУЭ на базе «АльфаЦентр», которое функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение сервера БД.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО АИИС КУЭ Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже	ПО «АльфаЦентр»	АС_РЕ_10 АС_РЕ_2	-	-

Таблица 2 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	программа-планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	5.05.01	582b756b2098 a6dabbe52eae 57e3e239	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		b3bf6e3e5100 c068b9647d2f 9bfd8dd	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		764bbe1ed878 51a0154dba88 44f3bb6b	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll	5.05.01	7dfc3b73d1d1 f209cc4727c9 65a92f3b	MD5
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295f bcbbba400eea e8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e3 4444170eee93 17d635cd	

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр», в состав которых входит ПО «Альфа Центр», внесены в Госреестр СИ РФ № 20481-00;

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «Альфа-Центр», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа-Центр»;

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК 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 каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 3

Таблица 3 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

№ п/п	Номер точки измерения	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	1	РУ 6кВ, яч.8 ввод №2	ТПЛ-10 У3 Госреестр № 1276-59 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 2300 Зав. № 2382	НТМИ-6-66 Госреестр № 2611-70 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ТСКК	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802112864	-	актив- ная, реак- тивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,3
2	2	РУ 6кВ, яч.1А ввод №1	ТОЛ-10 Госреестр № 38395-08 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 875 Зав. № 863	НТМИ-6-66 Госреестр № 2611-70 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ТУКК	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802112809	-	актив- ная, реак- тивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,3
3	3	РУ 6кВ яч.4А ООО «Акти в- менедж- мент»	ТОЛ -10 Госреестр № 38395-08 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № б\н Зав. № 2528	НТМИ-6-66 Госреестр № 2611-70 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ТСКК	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802112422	-	актив- ная, реак- тивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,3

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

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

3. Нормальные условия:

параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Iном, cosφ = 0,9 инд.;

температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,05 (0,02) ÷ 1,2) Iном; 0,5 инд. ≤ cosφ ≤ 0,8 емк.

- допускаяемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 °С до + 70 °С,

- для счетчиков от минус 40 °С до + 60 °С; для сервера от +15 °С до +35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 °С до +30 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983,

счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3. Замена оформляется актом в установленном на Филиал ОАО «Верофарм» в г.Воронеже порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,98$ – коэффициент готовности;

$T_{О_ИК (АИИС)} = 11494,25$ ч – среднее время наработки на отказ.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М.01 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ 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;

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:

– 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 АИИС - 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Таблица 3 Комплектность АИИС КУЭ Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже

Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока ТОЛ -10	4 шт.
Трансформаторы напряжения НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М.01	3 шт.
Устройство синхронизации системного времени	1 шт.
Сервер баз данных	1 шт.
ПО «АльфаЦентр АС_РЕ_10»	2 шт.
ПО «АльфаЦентр АС_РЕ_2»	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Формуляр	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июне 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}...35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01

Сведения о методиках (методах) измерений

Изложены в документе «Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
7. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
8. Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ОАО «Верофарм» в г. Воронеже.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «РеконЭнерго», г. Воронеж
394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12а

Заявитель

ООО «Сервис-Метрология»
Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3
Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35
Тел. (499) 755-63-32

Испытательный центр

ФГУП «ВНИИМС», Аттестат аккредитации ГЦИ СИ № 30004-08 от 27.06.2008 г.
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495)437-55-77

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков