



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 49271

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС О-67 "Родники"
ОАО "Региональная энергетическая компания"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Закрытое акционерное общество "Инженерный центр "Энергосервис",
г.Архангельск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52250-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МП 52250-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **26 декабря 2012 г. № 1175**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007959

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС О-67 «Родники» ОАО «Региональная энергетическая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС О-67 «Родники» ОАО «Региональная энергетическая компания» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, 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-ый уровень – 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 26035-83 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-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ) и программное обеспечение (далее – ПО).

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, блок коррекции времени (БКВ) ЭНКС-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и 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 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД RTU-325, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по каналу Ethernet на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. В качестве резервного канала используется канал на основе GSM связи. По запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы по проводным каналам связи, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации: формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации от ИВК в ИАСУ КУ ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, ОАО «Янтарьэнергосбыт», ОАО «Янтарьэнерго» осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 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 Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), включающую в себя устройство синхронизации системного времени (УССВ), установленное на уровне ИВКЭ, блок коррекции времени (БКВ), установленный на уровне ИВК, программное обеспечение СОЕВ, таймеры счетчиков, УСПД и СБД. Время сервера БД и УСПД RTU-325 скорректировано с временем соответствующего приемника, осуществляющего синхронизацию часов по эталонным сигналам точного времени системы глобального позиционирования (GPS). Погрешность синхронизации часов сервера баз данных обуславливается задержкой выполнения API ОС и составляет 0,5 с. Периодичность синхронизации – 30 мин. Корректировка осуществляется при расхождении часов более чем на ±2 с. Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов осуществляется при расхождении с часами RTU-325 более чем на ±2 с. Точность синхронизации часов УСПД не хуже 1 с. Погрешность системного времени не превышает ±5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера 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 ПС О-67 «Родники» ОАО «Региональная энергетическая компания» используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 — 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 «АльфаЦЕНТР»	программа-планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	v.12.01.01.01	6a6fb014f69ccc963f4c59449fd933a9	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		ff7904bc8feadbe566aed283a063cdd7	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		73e5ec4ad16ec4967b361946e0aeaacc	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		1285eec8e0179fc3b44645747eb6056	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

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 измерительно-информационных комплексов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ПС О-67 «Родники» ОАО «Региональная энергетическая компания» и их основные метрологические характеристики.

Номер точки измерений	Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	1	ПС 110/15 кВ О-67 «Родники», В Т-1 110 кВ	SB0.8H Кл.т. 0,2S 400/5 Зав.№ 08030631-2 Зав.№ 08030630-2 Зав.№ 08030632-2	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Зав.№ 8782214 Зав.№ 8782211 Зав.№ 8782209	A1802RA L-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01191427	RTU- 325 Зав. № 004633	Актив- ная	±0,6	±1,5
							Реак- тивная	±1,3	±2,5
2	2	ПС 110/15 кВ О-67 «Родники», В Т-2 110 кВ	SB0.8H Кл.т. 0,2S 400/5 Зав.№ 08030633-2 Зав.№ 08030629-2 Зав.№ 08030628-2	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Зав.№ 8782213 Зав.№ 8782212 Зав.№ 8782210	A1802RA L-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01191426		Актив- ная	±0,6	±1,5
							Реак- тивная	±1,3	±2,5

Примечания:

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

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

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,95 ÷ 1,05) U_н; ток (1,0 ÷ 1,2) I_н; cosφ = 0,9инд.;

- температура окружающей среды: (20±5) °С;

5. Рабочие условия эксплуатации:

- 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 $\cos\varphi(\sin\varphi) 0,5 \div 1,0 (0,87 - 0,5)$; частота – $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- для счетчиков электроэнергии Альфа А1800:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения – $(0,9 - 1,1) U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока – $(0,02 - 1,2) I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi) - 0,5 \div 1,0 (0,87 - 0,5)$; частота – $(50 \pm 0,4)$ Гц;

– допустимая температура окружающей среды ТТ и ТН - от минус 40°C до $+50^\circ\text{C}$; счетчиков - от минус 40°C до $+65^\circ\text{C}$; УСПД - от 0°C до $+70^\circ\text{C}$; ИВК - от $+10^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;

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

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2% $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0°C до $+35^\circ\text{C}$;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83;

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ПС О-67 «Родники» ОАО «Региональная энергетическая компания» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- УСПД RTU-325 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- БКВ ЭНКС-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа.

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 35 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 - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 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 учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС О-67 «Родники» ОАО «Региональная энергетическая компания» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока встроенные SB0.8H	52176-12	6 шт.
Трансформатор напряжения СРВ 123	15853-06	6 шт.
Счетчик электрической энергии Альфа А1800	31857-06	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных RTU-325	37288-08	1 шт.
Блок коррекции времени БКВ ЭНКС-2	37328-08	1 шт.
Методика поверки	—	1 шт.
Формуляр	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 52250-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС О-67 «Родники» ОАО «Региональная энергетическая компания». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- Альфа А1800 – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки»;
- УСПД RTU-325 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП»;
- БКВ ЭНКС-2 - по методике поверки ЭНКС.426487.003МП;
- 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС О-67 «Родники» ОАО «Региональная энергетическая компания».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС О-67 «Родники» ОАО «Региональная энергетическая компания»

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.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Инженерный центр «Энергосервис»

Юридический адрес: 163046, Российская Федерация, г. Архангельск, ул. Котласская, 26

Почтовый адрес: 163046, Российская Федерация, г. Архангельск, ул. Котласская, 26

Тел.: (8182) 65-75-65, 646-000, Факс: (8182) 23-69-55

E-mail: ed@ens.ru , www.ens.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»
(ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42
Тел.: 8(985) 99-22-781

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес:
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: 8(495)437-55-77
Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Бульгин

м.п. «____» _____ 2012 г.