



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.033.A № 44325**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала  
ОАО "ОГК-3" "Костромская ГРЭС"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **24**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Открытое акционерное общество "Ивэлектроналадка", г.Иваново**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **48145-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 48145-11**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **31 октября 2011 г. № 6290**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2011 г.

Серия СИ

№ 002349



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «ОГК-3» «Костромская ГРЭС»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «ОГК-3» «Костромская ГРЭС» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ОАО «ОГК-3» «Костромская ГРЭС», сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

- периодически (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии 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 результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;

- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – смежных участников оптового рынка электрической энергии;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 7746 и трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электрической энергии класса точности 0,2S/0,5 и 0,5S/1,0 по ГОСТ Р 52323 для активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425 для реактивной электрической энергии, установленных на объектах (23 точки измерений), вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

Между ИИК и ИВКЭ организован канал связи, обеспечивающий передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИИК в ИВКЭ.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), построен на базе устройств сбора и передачи данных типа RTU-325 (№ 37288-08 в Государственном реестре средств измерений).

На уровне ИВКЭ обеспечивается:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- разграничение прав доступа к информации.

Между ИВКЭ и ИВК организован канал связи, обеспечивающий передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИВКЭ в ИВК.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения (пакет «АльфаЦЕНТР», производства «ЭЛЬСТЕР МЕТРОНИКА», (№20481-00 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УССВ, автоматизированного рабочего места персонала (АРМ).

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИАСУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;
- безопасность хранения данных и ПО;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows XP. На АРМ также установлен ПО «АльфаЦЕНТР».

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

Первичные фазные 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 электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и

полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в организации – участники оптового рынка электрической энергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Время сервера БД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сервер осуществляет коррекцию времени УСПД и счетчиков. Сличение времени сервера и УСПД осуществляется каждые 60 мин, и корректировка времени УСПД выполняется при достижении расхождения времени сервера и УСПД  $\pm 1$  с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем УСПД  $\pm 2$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и УСПД отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

### **Программное обеспечение**

Прикладное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» защищено от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Уровень защиты – С, согласно МИ 3286-2010.

Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Программа – планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	3.28.6.0	6BE70157	CRC32
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe	3.29.2.0	D0893292	CRC32
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe	3.29.2.0	3D3B9794	CRC32
Драйвер работы с БД	cdbora2.dll	3.29.0.0	74A48292	CRC32
Библиотека шифрования пароля счетчиков ЕвроАльфа	encryptdll.dll	2.0.0.0	BD63F2C9	CRC32
Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	–	A99F4657	CRC32

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики и состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ, коэф. класс точности (КТ) № в Госреестре СИ	ТН, коэф. класс точности (КТ) № в Госреестре СИ	Счетчик, класс точности (КТ) № в Госреестре СИ	УСПД	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Генератор 1	ТШЛ-20-1 12000/5 КТ 0,2S 21255-08	ЗНОЛ.06 20000/√3/ 100/√3 КТ 0,2 3344-08	EA02RAL-P1-B4-W КТ 0,2S/0,5 16666-97	RTU-325	активная реактивная	±5,2 ±3,6	±5,3 ±4,0
2	Генератор 2	ТШЛ-20-1 12000/5 КТ 0,2S 21255-08	ЗНОЛ.06 20000/√3/ 100/√3 КТ 0,2 3344-08	EA02RAL-P1-B4-W КТ 0,2S/0,5 16666-97		активная реактивная	±5,2 ±3,6	±5,3 ±4,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Генера- тор 3	ТШЛ-20-1  12000/5 КТ 0,2S 21255-08	ЗНОЛ.06  20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 3344-08	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97	RTU- 325	актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,2$ $\pm 3,6$	$\pm 5,3$ $\pm 4,0$
4	Генера- тор 4	ТШЛ20Б-1 12000/5  КТ 0,5 4016-74	ЗНОМ-20-63 20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 1593-62	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,3$ $\pm 4,1$	$\pm 5,4$ $\pm 4,3$
5	Генера- тор 5	ТШЛ-20-1  12000/5 КТ 0,2S 21255-08	ЗНОЛ.06  20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 3344-08	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,2$ $\pm 3,6$	$\pm 5,3$ $\pm 4,0$
6	Генера- тор 6	ТШЛ-20-1  12000/5 КТ 0,2S 21255-08	ЗНОЛ.06  20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 3344-08	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,2$ $\pm 3,6$	$\pm 5,3$ $\pm 4,0$
7	Генера- тор 7	ТШЛ-20-1  12000/5 КТ 0,2S 21255-08	ЗНОЛ.06  20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 3344-08	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,2$ $\pm 3,6$	$\pm 5,3$ $\pm 4,0$
8	Генера- тор 8	ТШЛ20Б-1 12000/5 КТ 0,5 4016-74	ЗНОМ-20-63 20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 1593-62	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,3$ $\pm 4,1$	$\pm 5,4$ $\pm 4,3$
9	Генера- тор 9 А	ТШВ24 24000/5  КТ 0,5 6380-09	ЗНОМ-24- 69У1 20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 8961-82	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,3$ $\pm 4,1$	$\pm 5,4$ $\pm 4,3$
10	Генера- тор 9 Б	ТШВ24 24000/5 КТ 0,5 6380-09	ЗНОМ-24- 69У1 20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 8961-82	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,3$ $\pm 4,1$	$\pm 5,4$ $\pm 4,3$
11	ВЛ-500 Кост- ромская ГРЭС- Загор- ская ГАЭС	ТФЗМ 500Б  2000/1  КТ 0,2S 26546-11	НКФ-М  500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 26454-08	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,2$ $\pm 3,6$	$\pm 5,3$ $\pm 4,0$

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ВЛ-500 Костромская ГРЭС - Костромская АЭС	ТФЗМ 500Б  2000/1  КТ 0,2S  26546-11	НКФ-М  500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2  26454-08	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5  16666-97	RTU- 325	актив- ная реак- тивная	$\pm 5,2$ $\pm 3,6$	$\pm 5,3$ $\pm 4,0$
13	ВЛ-500 Костромская ГРЭС - Луч	ТФЗМ 500Б  2000/1  КТ 0,2S  26546-11	НКФ-М  500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2  26454-08	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5  16666-97		актив- ная реак- тивная	$\pm 5,2$ $\pm 3,6$	$\pm 5,3$ $\pm 4,0$
14	ВЛ-500 Костромская ГРЭС - Владимирская	ТФЗМ 500Б  2000/1  КТ 0,2S 26546-11	НКФ-М  500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 26454-08	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная реак- тивная	$\pm 5,2$ $\pm 3,6$	$\pm 5,3$ $\pm 4,0$
15	ВЛ-220 Костромская ГРЭС - Мотор- деталь-1	ТФНД-220-1  1000/1  КТ 0,5 3694-73	НКФ-220-58  220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 14626-06	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная реак- тивная	$\pm 5,3$ $\pm 4,1$	$\pm 5,4$ $\pm 4,3$
16	ВЛ-220 Костромская ГРЭС - Мотор- деталь-2	ТФНД-220-1  1000/1  КТ 0,5 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100 / $\sqrt{3}$ КТ 0,5 14626-06	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная реак- тивная	$\pm 5,3$ $\pm 4,1$	$\pm 5,4$ $\pm 4,3$
17	ВЛ-220 Костромская ГРЭС- Кострома	ТФНД-220-1  1000/1  КТ 0,5 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100 / $\sqrt{3}$ КТ 0,5 14626-06	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная реак- тивная	$\pm 5,3$ $\pm 4,1$	$\pm 5,4$ $\pm 4,3$
18	ВЛ-220 Костромская ГРЭС- Ярославль	ТФНД-220-1  1000/1  КТ 0,5 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100 / $\sqrt{3}$ КТ 0,5 14626-06	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная реак- тивная	$\pm 5,3$ $\pm 4,1$	$\pm 5,4$ $\pm 4,3$
19	ВЛ-220 Костромская ГРЭС- Иваново-1	ТФНД-220-1  1000/1  КТ 0,5 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100 / $\sqrt{3}$ КТ 0,5 14626-06	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5 16666-97		актив- ная реак- тивная	$\pm 5,3$ $\pm 4,1$	$\pm 5,4$ $\pm 4,3$

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ВЛ-220 Костромская ГРЭС- Иваново-2	ТФНД-220-1  1000/1  КТ 0,5 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100  / $\sqrt{3}$ КТ 0,5  14626-06	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5  16666-97	RTU- 325	актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,3$  $\pm 4,1$	$\pm 5,4$  $\pm 4,3$
21	ВЛ-220 Костромская ГРЭС- Вичуга-1	ТФНД-220-1  1000/1  КТ 0,5 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100  / $\sqrt{3}$ КТ 0,5  14626-06	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5  16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,3$  $\pm 4,1$	$\pm 5,4$  $\pm 4,3$
22	ВЛ-220 Костромская ГРЭС- Вичуга-2	ТФНД-220-1  1000/1  КТ 0,5 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100  / $\sqrt{3}$ КТ 0,5  14626-06	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5  16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,3$  $\pm 4,1$	$\pm 5,4$  $\pm 4,3$
23	Выключатель ОШСВ	ТФНД-220-1  2000/1  КТ 0,5 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100  / $\sqrt{3}$ КТ 0,5  14626-06	EA02RAL- P1-B4-W  КТ 0,2S/0,5  16666-97		актив- ная  реак- тивная	$\pm 5,3$  $\pm 4,1$	$\pm 5,4$  $\pm 4,3$

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности.

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

3. Нормальные условия:

- температура окружающего воздуха (21 – 25) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80%;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- Индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 9 при температуре окружающего воздуха 30°С;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- Индукция внешнего магнитного поля от 0 до 0,5 мТл.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ЗАО «Тандер» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.



6. Надежность системных решений:
- Резервирование питания УСПД с помощью устройства АВР;
  - резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – рынка электрической энергии по электронной почте;
- Глубина хранения информации:
- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
  - ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.
7. Надежность применяемых в системе компонентов:
- Счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа.
  - Сервер – среднее время наработки на отказ не менее 60000 часов среднее время восстановления работоспособности 1 час.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят изделия, указанные в таблице 3.  
Таблица 3

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии EA02RAL-P1-B4-W	23	
Трансформатор тока ТШЛ-20-1	18	
Трансформатор тока ТШЛО-20Б	6	
Трансформатор тока ТШВ-24	6	
Трансформатор тока ТФЗМ 500Б	12	
Трансформатор тока ТФНД-220	27	
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06	18	
Трансформатор напряжения ЗНОМ-20	6	
Трансформатор напряжения ЗНОМ-24	6	
Трансформатор напряжения НКФ-М	6	
Трансформатор напряжения НКФ-220-58	6	
УСПД RTU-325	2	
Модем GSM модем Siemens TC-35i	1	
Модем ZyXEL	2	
Сервер БД HP Proliant DL 380 G-4	1	
Комплекс информационно-вычислительный ПО «АльфаЦЕНТР»	1	
Методика поверки ИЭН 1947РД-11.01.МП	1	
Инструкция по эксплуатации ИЭН 1947РД-11.01.ИЭ	1	

### Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 48145-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «ОГК-3» «Костромская ГРЭС», утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 20.10.2011 г.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1^\circ$ . Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения:  $\pm 0,2\%$  (в диапазоне измерений от 15 до 300 В);  $\pm 2,0\%$  (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока:  $\pm 1,0\%$  (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А);  $\pm 0,3\%$  (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU)  $\pm 0,1$  с.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

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

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «ОГК-3» «Костромская ГРЭС».

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель:**

Открытое акционерное общество «Ивэлектроналадка».

Юридический адрес: 153002, г. Иваново, ул. Калинина, д.5.

Почтовый адрес: 153032, г. Иваново, ул. Ташкентская, д.90

e-mail: [askue@ien.ru](mailto:askue@ien.ru), тел/факс: (4932) 230-230.

### **Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»).

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д.20

e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru), тел/факс: (8412) 49-82-65

Аттестат аккредитации № 30033-10.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.