



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.118.A № 45901

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО "Славнефть-ЯНОС"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 12

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "МонтажЭнергоСтрой",
г. Иваново**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49381-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МЭС 1122РД-12.01.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **26 марта 2012 г. № 175**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 003997

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Славнефть-ЯНОС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Славнефть-ЯНОС» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребляемой технологическими объектами ОАО «Славнефть-ЯНОС», 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 электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодически (1 раз в 30 мин) 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 электроэнергии;
- 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 0,2S, 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746 и трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и 1,0 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, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных типа RTU-327 (№ 41907-09 в Государственном реестре средств измерений), устройства синхронизации системного времени УССВ на базе приемника GPS-сигналов, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения «АльфаЦЕНТР» производства ООО «Эльстер Метроника» (№44595-10 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, источник бесперебойного питания, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и каналы связи, обеспечивающие организацию информационного обмена между уровнями системы.

Измерение электроэнергии выполняет первый уровень АИИС КУЭ, состоящий из 31 точки измерений (ИИК №№1-31), включающих измерительные трансформаторы тока и напряжения, многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии EA02RL-P2B-3, EA05RL-B-4 и A1802RLX-P4GB-DW-4 производства компании «Эльстер Метроника».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал с учетом «постоянной» счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной и полной мощности.

Измерения активной мощности микропроцессорным счетчиком выполняются путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения и тока и интегрирования полученных значений мгновенной мощности по периоду основной частоты сигналов.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Передача информации с первого уровня на второй уровень (ИВКЭ) осуществляется в цифровом виде по запросу УСПД. УСПД RTU-327 осуществляет сбор информации со счетчиков электрической энергии по шине RS-485, GSM каналу, выделенным линиям связи и Ethernet. Полученные данные обрабатываются и сохраняются в архивах памяти УСПД.

Со второго уровня по запросу ИВК передается информация, идентичная информации передаваемой от ИИК в ИВКЭ.

В ИВК выполняется дальнейшая обработка результатов, хранение информации, оформление отчетных и справочных данных.

Прием данных от смежных точек учета ОАО «ТГК-2» (Номер Государственного реестра АИИС КУЭ № 34587-07) осуществляется с уровня ИВК АИИС КУЭ ОАО «ТГК-2» - Ярославская ТЭЦ-3 посредством среды Интернет в формате XML-файла с периодичностью 1 раз в сутки.

Прием данных от смежных точек учета ООО «Русэнергосбыт» ОАО «РЖД» в границах Ярославской области (Номер Государственного реестра АИИС КУЭ № 45305-10) осуществляется с уровня ИВК ОАО «РЖД» в границах Ярославской области посредством среды Интернет в формате XML-файла с периодичностью 1 раз в сутки.

Ежедневно, до 12 часов по местному времени, рабочего дня, следующего за операционными сутками, сервер ИВК направляет в ООО «Транснефтьсервис С» данные по точкам измерений АИИС КУЭ ОАО «Славнефть-ЯНОС» по электронной почте в формате XML.

В состав ПО АИИС КУЭ входит: системное ПО – операционная система Windows, прикладное ПО – ПО «АльфаЦЕНТР» реализующее всю необходимую функциональность ИВК, система управления базой данных (СУБД).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, УСПД, сервера).

В качестве базового прибора СОЕВ используется УССВ на базе приёмника GPS-сигналов GPS-35HVS, который подключен к УСПД RTU-327. Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонения показаний встроенных часов осуществляется при по-

мощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСПД RTU-327. Коррекция показаний таймеров в УСПД RTU-327 происходит от GPS-приемника. Корректировка показаний таймеров УСПД осуществляется при расхождении с показаниями таймера GPS-приемника на величину ± 1 с.

Корректировка показаний таймера сервера осуществляется при расхождении с показаниями таймера УСПД на величину ± 1 с.

Корректировка показаний таймера счетчиков осуществляется при расхождении с показаний таймера УСПД на величину ± 1 с.

ПО Альфа-Центр при каждом опросе (1 раз в сутки) устанавливает точное время УСПД RTU-327.

Погрешность часов компонентов системы за сутки не превышает ± 5 с.

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, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО

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	3.29.0.0	FBB8DD0F	CRC32
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe	3.29.1.0	9CB8F270	CRC32
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe	3.29.1.0	D63F8FFF	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 Метрологические характеристики и состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
							Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП-1 110/35/6 кВ ввод 1/1 6 кВ	ТЛШ-10 3000/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 11077-07	НТМИ-6-66 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 2611-70	EA02RL- P2B-3 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 16666-07	RTU-327 № Госреестра 41907-09	активная реактивная	±5,3 ±4,1	±5,4 ±4,5
2	ГПП-1 110/35/6 кВ ввод 1/2 6 кВ	ТЛШ-10 3000/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 11077-07	НТМИ-6-66 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 2611-70	EA02RL- P2B-3 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 16666-07		активная реактивная	±5,3 ±4,1	±5,4 ±4,5
3	ГПП-1 110/35/6 кВ ввод 2/1 6 кВ	ТЛШ-10 3000/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 11077-07	НТМИ-6-66 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 2611-70	EA02RL- P2B-3 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 16666-07		активная реактивная	±5,3 ±4,1	±5,4 ±4,5
4	ГПП-1 110/35/6 кВ ввод 2/2 6 кВ	ТЛШ-10 3000/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 11077-07	НТМИ-6-66 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 2611-70	EA02RL- P2B-3 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 16666-07		активная реактивная	±5,3 ±4,1	±5,4 ±4,5
5	ГПП-2 35/6 кВ ввод 1 6 кВ	ТШЛ-10 2000/5 к.т. 0,5; № Госреестра 3972-03	ЗНОЛ.06 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 3344-08	EA02RL- P2B-3 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 16666-07		активная реактивная	±5,3 ±4,1	±5,5 ±4,5
6	ГПП-2 35/6 кВ ввод 2 6 кВ	ТШЛ-10 2000/5 к.т. 0,5; № Госреестра 3972-03	ЗНОЛ.06 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 3344-08	EA02RL- P2B-3 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 16666-07		активная реактивная	±5,3 ±4,1	±5,5 ±4,5
7	ГПП-3 35/6 кВ ввод 1/1 6 кВ	ТРУ4 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТТР4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		активная реактивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ГПП-3 35/6 кВ ввод 1/2 6 кВ	ТПУ4 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4
9	ГПП-3 35/6 кВ ввод 2/1 6 кВ	ТПУ4 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06	RTU-327 № Гос- реестра 41907-09	актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4
10	ГПП-3 35/6 кВ ввод 2/2 6 кВ	ТПУ4 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4
11	ГПП-4 110/35/6 кВ ввод 1/1 6 кВ	ТПУ4 2500/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,1	±5,4 ±4,5
12	ГПП-4 110/35/6 кВ ввод 1/2 6 кВ	ТПУ4 2500/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,1	±5,4 ±4,5
13	ГПП-4 110/35/6 кВ ввод 2/1 6 кВ	ТПУ4 2500/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,1	±5,4 ±4,5
14	ГПП-4 110/35/6 кВ ввод 2/2 6 кВ	ТПУ4 2500/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,1	±5,4 ±4,5
15	ГПП-5 35/6 кВ ввод 1 6 кВ	ТПУ4 1500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4
16	ГПП-5 35/6 кВ ввод 2 6 кВ	ТПУ4 1500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4
17	ГПП-6 35/6 кВ ввод 1 6 кВ	ТПУ4 1500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ГПП-6 35/6 кВ ввод 2 6 кВ	ТПУ4 1500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4
19	ГПП-7 35/6 кВ ввод 1/1 6 кВ	ТПУ4 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06	RTU-327 № Гос- реестра 41907-09	актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4
20	ГПП-7 35/6 кВ ввод 1/2 6 кВ	ТПУ4 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4
21	ГПП-7 35/6 кВ ввод 2/1 6 кВ	ТПУ4 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4
22	ГПП-7 35/6 кВ ввод 2/2 6 кВ	ТПУ4 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±2,1 ±1,5	±2,4 ±2,4
23	ГПП-8 "Очистные сооруже- ния" 35/6 кВ ввод 1, 6 кВ	ТПОЛ-10 1500/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1261-08	НТМИ-6-66 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 2611-70	EA02RL- P2B-3 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 16666-07		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,1	±5,5 ±4,5
24	ГПП-8 "Очистные сооруже- ния" 35/6 кВ ввод 2, 6 кВ	ТПОЛ-10 1500/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1261-08	НТМИ-6-66 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 2611-70	EA02RL- P2B-3 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 16666-07		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,1	±5,5 ±4,5
25	ГПП-9 110/35/6 кВ ввод 1/1 6 кВ	ТПУ4 2500/5 к.т. 0,5; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,1	±5,5 ±4,5
26	ГПП-9 110/35/6 кВ ввод 1/2 6 кВ	ТПУ4 2500/5 к.т. 0,5; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,1	±5,5 ±4,5
27	ГПП-9 110/35/6 кВ ввод 2/1 6 кВ	ТПУ4 2500/5 к.т. 0,5; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,1	±5,5 ±4,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	ГПП-9 110/35/6 кВ ввод 2/2 6 кВ	ТПУ4 2500/5 к.т. 0,5; № Госреестра 17085-98	ТJP4 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 17083-08	A1802RLX- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 31857-06		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,1	±5,5 ±4,5
29	ПС "Водо- забор" 35/6 кВ ввод 1 6 кВ	ТПОЛ-10 600/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1261-08	НАМИ-10 6000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87	EA02RL- P2B-3 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 16666-07		актив- ная реак- тивная	±5,2 ±4,0	±5,3 ±4,5
30	ПС "Водо- забор" 35/6 кВ ввод 2 6 кВ	ТПОЛ-10 600/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1261-08	НАМИ-10 6000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87	EA02RL- P2B-3 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 16666-07	RTU-327 № Гос- реестра 41907-09	актив- ная реак- тивная	±5,2 ±4,0	±5,3 ±4,5
31	ПС "Яро- славль Главный" 110/6/6 кВ РУ-6 кВ ф.18	ТПЛ-10 400/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 2611-70	EA05RL-B-4 к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 16666-07		актив- ная реак- тивная	±5,3 ±4,4	±5,9 ±5,8

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии 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. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии и по ГОСТ 52323 в режиме измерения активной энергии.

6. 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 ОАО «Славнефть-ЯНОС» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Надежность системных решений:

- Резервирование питания УСПД с помощью устройства АВР.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
- ИВКЭ – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – от 3 суток (для коротких интервалов и параметров электросети) до 210 суток;
- 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;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 50000 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 Комплект поставки АИИС КУЭ

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии EA02RL-P2B-3	10	
Счетчик электрической энергии A1802RLX-P4GB-DW-4	20	
Счетчик электрической энергии EA05RL-B-4	1	
Трансформатор тока ТЛШ-10	8	
Трансформатор тока ТПЛ-10	4	
Трансформатор тока ТПОЛ-10	8	
Трансформатор тока ТРУ4	60	
Трансформатор тока ТПЛ-10	2	
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	7	
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06	6	
Трансформатор напряжения ТРР4	60	
Трансформатор напряжения НАМИ-10	2	
УСПД RTU-327	1	
Модем Siemens TC-35	2	
Сервер БД IBMxSeries 306	1	
Комплекс информационно-вычислительный ПО «АльфаЦЕНТР»	1	
Методика поверки МЭС 1122РД-12.01.МП	1	
Инструкция по эксплуатации МЭС 1122РД-12.01.ИЭ	1	

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МЭС 1122РД-12.01.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Славнефть-ЯНОС». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 12.01.2012 г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики электрической энергии по ГОСТ 8.584-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений описан в методике измерений МЭС 1122РД-12.01.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

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»;

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «МонтажЭнергоСтрой»

Юридический адрес: 153021 г.Иваново, ул.Кузнецова, д.127

Почтовый адрес: 153013 г.Иваново, ул.Куконковых, д.154 - 110

e-mail: askue37@mail.ru, тел/факс: (4932)53-09-77

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»,

424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, 3

тел. 8 (8362) 41-20-18, факс 41-16-94

Аттестат аккредитации № 30118-11 от 08.08.2011.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.П.

«___»_____2012 г.