

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1243 от 27.10.2015 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии 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 электроэнергии и мощности, потребляемой технологическими объектами ОАО «Славнефть-ЯНОС», сбора, хранения и обработки полученной информации.

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 - информационно-измерительные комплексы (ИИК) включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983 - 2001, трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012 для активной электрической энергии и по ГОСТ 31819.21-2012 для реактивной электрической энергии, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий 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 (пакет «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 (АРМ) персонала ОАО «Славнефть-ЯНОС», а так же информационный центр ООО «РН-Энерго», каналы связи, обеспечивающие организацию информационного обмена между уровнями системы.

Информационный центр ООО «РН-Энерго» состоит из АРМ, с установленный программным обеспечением «АРМ участника ОРЭ», где происходит шифрование данных при помощи ЭЦП и передача данных в ПАК ОАО «АТС».

Измерение электроэнергии выполняет первый уровень АИИС КУЭ, состоящий из 33 точек измерений, включающих измерительные трансформаторы тока и напряжения, многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800, ЕвроАльфа производства компании «Эльстер Метроника», а так же счетчиков СЭТ-4ТМ.03 производства ФГУП «Нижегородский завод им. М. В. Фрунзе».

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 (ИК 25-33) 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 (ИК 19) 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.

Прием данных от смежных точек учета (ИК 20-24) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра осуществляется с уровня ИВК ОАО «ФСК ЕЭС» 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 ОАО «Славнефть-ЯНОС» направляет на АРМ ООО «РН-Энерго» данные по точкам измерений АИИС КУЭ ОАО «Славнефть-ЯНОС» по электронной почте в формате XML. Далее данные по точкам измерения передаются с АРМа ООО «РН-Энерго» в формате XML подписанные ЭЦП в ПАК ОАО «АТС».

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 отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСПД RTU-327. Коррекция времени в УСПД RTU-327 происходит от GPS-приемника. Корректировка времени УСПД осуществляется при расхождении времени с временем GPS-приемника на величину более ± 1 с.

Корректировка времени сервера осуществляется при расхождении со временем УСПД на величину более ± 1 с.

Корректировка времени счетчиков осуществляется при расхождении со временем УСПД на величину более ± 1 с.

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

Ход часов компонентов системы ± 5 с/сут.

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 - Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	2	3	4	5
Программа - планировщик опроса и передачи данных	4.10.4.0	E5DBE948	amrserver.exe	CRC32
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	4.10.5.0	5BEEB593	amrc.exe	CRC32
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	3.28.3.0	41358011	amra.exe	CRC32
Драйвер работы с БД	4.10.0.0	80A3C082	cdbora2.dll	CRC32
Библиотека шифрования пароля счетчиков ЕвроАльфа	2.0.0.0	BD63F2C9	encryptdll.dll	CRC32
Библиотека сообщений планировщика опросов	-	A99F4657	alphamess.dll	CRC32

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Библиотека сообщений планировщика опросов	-	A99F4657	alphamess.dll	CRC32

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК и основные метрологические характеристики измерительных каналов

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ПО	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
							Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС "ГПП-1" 110/35/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	КОТЕФ 400/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 29696-05	КОТЕФ 110000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 29696-05	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06	RTU-327 № в Госреестре 41907-09/ПО «Альфа-ЦЕНТР» № в Госреестре 44595-10	Активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 2,1 ± 3,4
2	ПС "ГПП-1" 110/35/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	КОТЕФ 400/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 29696-05	КОТЕФ 110000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 29696-05	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 2,1 ± 3,4
3	ПС "ГПП-1" 110/35/6 кВ, РУ-35 кВ, I СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ "Заводская-1"	ТВ 35-IV 600/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 3198-89	ЗНОМ-35-65 35000/100 к.т. 0,5; № в Госреестре 912-07	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Активная реактивная	± 1,6 ± 4,0	± 5,4 ± 5,2
4	ПС "ГПП-1" 110/35/6 кВ, РУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ "Заводская-2"	ТВ 35-IV 600/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 3198-89	ЗНОМ-35-65 35000/100 к.т. 0,5; № в Госреестре 912-07	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Активная реактивная	± 1,6 ± 4,0	± 5,4 ± 5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС "ГПП-6" 35/6 кВ, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	ТПУ 7 750/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 25578-08	ТJP 7 35000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 25432-08	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06	RTU-327 № в Госреестре 41907-09/ ПО «Альфа- ЦЕНТР» № в Госреестре 44595-10	Актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 3,9	± 2,4 ± 5,0
6	ПС ГПП-5 35/6 кВ, РУ-35 кВ, I СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ "Заводская- 3"	ТПУ 7 750/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 25578-08	ТJP 7 35000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 25432-08	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 3,9	± 2,4 ± 5,0
7	ГПП-8 "Очистные сооружения" 35/6 кВ, РУ-6 кВ, сек.1 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТПОЛ-10 1500/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 1261-08	НТМИ-6-66 6000/100 к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	ЕвроАльфа к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 16666-07		Актив- ная реак- тивная	± 1,6 ± 4,0	± 5,4 ± 5,2
8	ГПП-8 "Очистные сооружения" 35/6 кВ, РУ-6 кВ, сек.2 6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТПОЛ-10 1500/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 1261-08	НТМИ-6-66 6000/100 к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	ЕвроАльфа к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 16666-07		Актив- ная реак- тивная	± 1,6 ± 4,0	± 5,4 ± 5,2
9	ПС ГПП-4 110/35/6 кВ, ввод-110 кВ Т-1	КОТЕФ 400/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 29696-05	КОТЕФ 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 29696-05	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Актив- ная реак- тивная	± 0,6 ± 1,3	± 2,1 ± 3,4
10	ПС ГПП-4 110/35/6 кВ, ввод-110 кВ Т-2	КОТЕФ 400/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 29696-05	КОТЕФ 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 29696-05	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Актив- ная реак- тивная	± 0,6 ± 1,3	± 2,1 ± 3,4
11	ПС ГПП-4 110/35/6 кВ, РУ-35 кВ, I СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ «Заводская-5	ТПУ 7 1000/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 25578-08	ТJP 7 35000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 25432-08	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 3,9	± 2,4 ± 5,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС ГПП-4 110/35/6 кВ, РУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ "Заводская- 6"	ТРУ 7 1000/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 25578-08	ТJP 7 35000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 25432-08	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06	RTU-327 № в Госреест- ре 41907-09/ ПО «Альфа- ЦЕНТР» № в Госреест- ре 44595-10	Актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 3,9	± 2,4 ± 5,0
13	ПС ГПП-9 110/35/6 кВ, ВВОД-110 кВ Т-1	ЕХК-СТ0 600/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 33112-06	STE3/123 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 33110-06	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 3,9	± 2,4 ± 5,0
14	ПС ГПП-9 110/35/6 кВ, ВВОД-110 кВ Т-2	ЕХК-СТ0 600/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 33112-06	STE3/123 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 33110-06	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 3,9	± 2,4 ± 5,0
15	ПС ГПП-9 110/35/6 кВ, РУ-35 кВ, I СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ "Заводская- 5"	ТРУ7 600/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 25578-08	ТJP 7 35000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 25432-08	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 3,9	± 2,4 ± 5,0
16	ПС ГПП-9 110/35/6 кВ, РУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ "Заводская- 4"	ТРУ7 750/5 к.т. 0,2S; № в Госреестре 25578-08	ТJP 7 35000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 25432-08	Альфа А1800 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-06		Актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 3,9	± 2,4 ± 5,0
17	ПС "Водозабор" 35/6 кВ, РУ-6 кВ, I СШ 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТПОЛ-10 600/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 1261-08	НАМИ-10 6000/100 к.т. 0,5; № в Госреестре 11094-87	ЕвроАльфа к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 16666-07		Актив- ная реак- тивная	± 1,6 ± 4,0	± 5,4 ± 5,2
18	ПС "Водозабор" 35/6 кВ, РУ-6 кВ, II СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ВВОД 2	ТПОЛ-10 600/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 1261-08	НАМИ-10 6000/100 к.т. 0,5; № в Госреестре 11094-87	ЕвроАльфа к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 16666-07		Актив- ная реак- тивная	± 1,6 ± 4,0	± 5,4 ± 5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ПС «Ярославль Главный» 110/6/6 кВ РУ-6 кВ фид. №18	ТОЛ-10 400/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 7069-07	НТМИ-6-66 6000/100 к.т. 0,5; № в Госреестре 2611-70	ЕвроАльфа к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 16666-07	RTU-327 № в Госреестре 41907-09/ ПО «Альфа- ЦЕНТР» № в Госреестре 44595-10	Актив- ная реак- тивная	± 2,6 ± 4,0	± 5,6 ± 5,3
20	ПС "Ярослав- ская" 220/110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 "Топливная"	ТФЗМ- 110Б-ШУ1 1500/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 2793-88	НКФ-110-57 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		Актив- ная реак- тивная	± 1,6 ± 4,0	± 5,4 ± 5,2
21	ПС "Ярослав- ская" 220/110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 "Химичес- кая"	ТФЗМ 110 1500/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 32825-11	НКФ-110-57 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		Актив- ная реак- тивная	± 1,6 ± 4,0	± 5,4 ± 5,2
22	ПС 220/110/10 кВ «Яро- славская», ОРУ-110 кВ, яч. ВЛ- 110 кВ «Ярослав- ская 3»	ТФЗМ- 110Б-ШУ1 1500/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 2793-88	НКФ-110-57 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		Актив- ная реак- тивная	± 1,6 ± 4,0	± 5,4 ± 5,2
23	ПС 220/110/10 кВ «Яро- славская», ОРУ-110 кВ, яч. ВЛ- 110 кВ «Ярослав- ская 2»	ТФЗМ- 110Б-ШУ1 1500/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 2793-88	НКФ-110-57 110000/√3/ 100/√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		Актив- ная реак- тивная	± 1,6 ± 4,0	± 5,4 ± 5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ПС 220/110/10 кВ «Яро- славская», ОРУ-110 кВ, ОСШ- 110 кВ, ОВ- 110 кВ	ТФЗМ- 110Б-1У1 1500/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 2793-88	НКФ-110-57 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № в Госреестре 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 27524-04	RTU-327 № в Госреест- ре 41907-09/ ПО «Альфа- ЦЕНТР» № в Госреест- ре 44595-10	Актив- ная реак- тивная	$\pm 2,6$ $\pm 4,0$	$\pm 5,6$ $\pm 5,3$
25	Ярославская ТЭЦ-3 110/35 кВ, ЗРУ-35 кВ, яч.№3505, ВЛ-35 кВ «Заводская- 1»	ТПОЛ-35 600/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 5717-76	ЗНОМ-35-65 35000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № в Госреестре 912-05	ЕвроАльфа к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 16666-07	RTU-325 № в Госреест- ре 37288-08/ ПО «Альфа- ЦЕНТР» № в Госреест- ре 44595-10	Актив- ная реак- тивная	$\pm 2,6$ $\pm 4,0$	$\pm 5,6$ $\pm 5,3$
26	Ярославская ТЭЦ-3 110/35 кВ, ЗРУ-35 кВ, яч.№3507, ВЛ-35 кВ «Заводская- 2»	ТПОЛ-35 600/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 5717-76	ЗНОМ-35-65 35000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № в Госреестре 912-05	ЕвроАльфа к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 16666-07		Актив- ная реак- тивная	$\pm 2,6$ $\pm 4,0$	$\pm 5,6$ $\pm 5,3$
27	Ярославская ТЭЦ-3 110/35 кВ, ЗРУ-35 кВ, яч.№3509, ВЛ-35 кВ «Заводская- 3»	ТПОЛ-35 600/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 5717-76	ЗНОМ-35-65 35000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № в Госреестре 912-05	ЕвроАльфа к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 16666-07		Актив- ная реак- тивная	$\pm 2,6$ $\pm 4,0$	$\pm 5,6$ $\pm 5,3$
28	Ярославская ТЭЦ-3 110/35 кВ, ЗРУ-35 кВ, яч.№3511, ВЛ-35 кВ «Заводская- 4»	ТПОЛ-35 600/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 5717-76	ЗНОМ-35-65 35000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ к.т. 0,5; № в Госреестре 912-05	ЕвроАльфа к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 16666-07		Актив- ная реак- тивная	$\pm 2,6$ $\pm 4,0$	$\pm 5,6$ $\pm 5,3$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Ярославская ТЭЦ-3 110/35 кВ, ЗРУ-35 кВ, яч.№3513, ВЛ-35 кВ «Заводская-5»	ТПОЛ-35 600/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 5717-76	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 912-05	ЕвроАльфа к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 16666-07	RTU-325 № в Госреестре 37288-08/ПО «Альфа-ЦЕНТР» № в Госреестре 44595-10	Активная реактивная	± 2,6 ± 4,0	± 5,6 ± 5,3
30	Ярославская ТЭЦ-3 110/35 кВ, ЗРУ-35 кВ, яч.№3515, ВЛ-35 кВ «Заводская-6»	ТПОЛ-35 600/5 к.т. 0,5; № в Госреестре 5717-76	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 к.т. 0,5; № в Госреестре 912-05	ЕвроАльфа к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 16666-07		Активная реактивная	± 2,6 ± 4,0	± 5,6 ± 5,3
31	Ярославская ТЭЦ-3 110/35 кВ, ОРУ-110 кВ, П СШ 110 кВ, яч.№4, ВЛ-110 кВ «Ярославская-2»	ТВИ-110 1000/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 30559-05	ЗНГ-110 110000:√3/100:√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 41794-09	ЕвроАльфа к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 16666-07		Активная реактивная	± 1,2 ± 1,9	± 1,7 ± 2,5
32	Ярославская ТЭЦ-3 110/35 кВ, ОРУ-110 кВ, I СШ 110 кВ, яч.№6, ВЛ-110 кВ «Ярославская-3»	ТВИ-110 1000/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 30559-05	ЗНГ-110 110000:√3/100:√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 41794-09	ЕвроАльфа к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 16666-07		Активная реактивная	± 1,2 ± 1,9	± 1,7 ± 2,5
33	Ярославская ТЭЦ-3 110/35 кВ, ОРУ-110 кВ, ОВВ-110 кВ	ТВИ-110 1000/5 к.т. 0,5S; № в Госреестре 30559-05	ЗНГ-110 110000:√3/100:√3 к.т. 0,2; № в Госреестре 41794-09	ЕвроАльфа к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 16666-07		Активная реактивная	± 1,2 ± 1,9	± 1,7 ± 2,5

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ПК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.
2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) Уном; ток (1 - 1,2) Ином, $\cos\varphi = 0,8$ инд.;
- 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.);
- частота питающей сети переменного тока от 49,6 до 50,4 Гц.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) Уном; ток (0,05 - 1,2) Ином, $0,5 \text{ инд} < \cos\varphi < 0,8 \text{ емк}$;
- 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 90 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц.

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 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.

6. 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

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 3 - Комплект поставки средства измерений

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	14	
Счетчик электрической энергии многофункциональный ЕвроАльфа	14	
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03	5	

Продолжение таблицы 3

Трансформатор комбинированный КОТЕФ	24	
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-ШУ1	9	
Трансформатор тока ТФЗМ 110	3	
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1У1	3	
Трансформатор тока встроенные ТВ 35-IV	6	
Трансформатор тока ТРУ 7	18	
Трансформатор тока ЕХК-СТ0	6	
Трансформатор тока ТПОЛ-10	8	
Трансформатор тока ТПЛ-10	2	
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65	8	
Трансформатор напряжения ТРР7	18	
Трансформатор напряжения STE3/123	2	
Трансформатор напряжения НКФ-110-57	6	
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	3	
Трансформатор напряжения НАМИ-10	2	
Устройство сбора и передачи данных RTU-327	1	
Модем Siemens TC-35	2	
Сервер БД IBM System x3650 M4	1	
Комплексы информационно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР»	1	
Методика поверки МЭС 1122РД-14.01.МП	1	
Инструкция по эксплуатации МЭС 1122РД-14.01.ИЭ	1	
Трансформатор тока ТВИ-110	9	
Трансформатор тока ТПОЛ-35	12	
Трансформатор напряжения ЗНГ-110	6	

Поверка

осуществляется по документу МЭС 1122РД-14.01.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Славнефть-ЯНОС» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 04.04.2014 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счетчиков электрической энергии многофункциональных типа Альфа А1800 - в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018 МП;
- для счетчиков электрической энергии многофункциональных типа ЕвроАльфа - в соответствии с методикой поверки № 026/447-2007;
- для счетчиков электрической энергии многофункциональных типа СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- для УСПД типа RTU-327 - в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466215.007 МП;
- для ИВК «АльфаЦЕНТР» - в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466453.006 МП;
- средства измерений в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- термогигрометр «CENTER» (мод. 314).

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений описан в методике измерений 1504/550-01.00229-2015 «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Славнефть-ЯНОС», утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Славнефть-ЯНОС»

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 31819.21-2012 (IEC 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 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 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Изготовитель

ООО «МонтажЭнергоСтрой»

ИНН 3702560626

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

Почтовый адрес: 153013 г. Иваново, ул. Кузнецовых, д. 154, оф. 110

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

тел: 8910-681-96-26

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 ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний
средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 08.08.2011 г.

В части ПО

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Тел: (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа RA RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.