

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Павловск Неруд» Изменение №1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Павловск Неруд» Изменение №1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами ОАО «Павловск Неруд», автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU-325, устройство синхронизации системного времени (УССВ) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), АРМы и программное обеспечение (ПО) «Альфа Центр».

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. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК 1-9, 19, 24-26 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК 10, 18, 29 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы GSM-модемов и передается в УСПД.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК 13, 14, 15, 16, 19-23, 27, 28 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы радиомодемов и передается в УСПД.

На УСПД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных с помощью средств для организации локальной вычислительной сети на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации на подключенных к серверу автоматических рабочих местах.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, её формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется с сервера БД по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности, с использованием электронно-цифровой подписи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС/GPS-приемника точного времени, часы сервера БД, УСПД и счетчиков. Время УСПД синхронизировано со временем приемника, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и УСПД на ± 2 с. УСПД осуществляет синхронизацию времени сервера БД и счетчиков. Сличение часов сервера БД со временем часов УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут. Корректировка времени сервера БД выполняется при достижении расхождения показаний часов УСПД и сервера БД на ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД осуществляется во время сеанса связи (1 раз в 30 минут), корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов УСПД ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД, сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа Центр». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Альфа Центр»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ		ТН		Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер
1		2		3		4	5
1	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ОРУ-35 кВ 1 с.ш. Ввод 35 кВ №1	A	ТФН-35М 600/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 3690-73	A	ЗНОМ-35-65 35000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	RTU-325 Пер. № 37288-08 Сервер HP ProLiant DL320 G3
		C		B			
2	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 1 с.ш. Ввод 6кВ №1	A	ТПШЛ-10 4000/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1423-60	A	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
		C		B			
3	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ОРУ-35 кВ 2 с.ш. Ввод 35 кВ №2	A	ТФН-35М 600/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 3690-73	A	ЗНОМ-35-65 35000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
		C		B			
4	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. Ввод 6кВ №2	A	ТПШЛ-10 4000/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1423-60	A	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-12	
		C		B			
5	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 РУ-10 кВ 2 с.ш. Ввод 10 кВ №2	A	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59	A	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
		C		C			
6	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 РУ-10 кВ 1 с.ш. Ввод 10 кВ №1	A	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59	A	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
		C		C			
7	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 1 с.ш. яч.7	A	ТПЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 2363-68	A	НТМИ-6-66 ⁽²⁾ 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
		C		B			
8	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. яч.26	A	ТПЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 2363-68	A	НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
		C		B			C
9	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. яч.18	A	ТПЛ-10У3 100/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1276-59	A	НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
		C		B			C
10	КТП 6/0,4 кВ №33 вывод 0,4 кВ ТМ-100 кВА	A	Т-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 6891-85	-		СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08	
		B					
		C					
13	ПС 35/10 кВ Павловск-5 РУ-10 кВ 2 с.ш. Ввод 10 кВ №2 яч.17	A	ТПОЛ-10У3 1000/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59	A	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	
		C		C			

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4		5	
14	ПС 35/10 кВ Павловск-5 РУ-10 кВ 1 с.ш. Ввод 10 кВ №1 яч.2	A	ТПОЛ-10У3 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	A	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. №4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
		C		C					
15	ПС 35/10 кВ Павловск-5 ТСН-2	A	Т-0,66У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 26198-03	-		СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
		B							
		C							
16	ПС 35/10 кВ Павловск-5 ТСН-1	A	Т-0,66У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 26198-03	-		СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			
		B							
		C							
18	ТП 10/6/0,4 кВ №15 Вывод 0,4 кВ Т-2	A	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. №26198-03	-		СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
		B							
		C							
19	ПС 35/6 кВ Павловск-3 ОРУ- 35 кВ Ввод 35 кВ Т-1	A	GIF 40.5 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 56411-14	A	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. №19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12			
		B		B					
		C		C					
20	ПС 35/6 кВ Павловск-3 ОРУ- 35 кВ Ввод 35 кВ Т-2	A	GIF 40.5 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. №56411-14	A	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. №19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			RTU-325 Рег. № 37288-08
		B		B					
		C		C					
21	КТП-2 1000/6/0,4 кВ ЖБК Вывод 0,4 кВ ТМ-1000 кВА	A	ТНШЛ-0,66 У2 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. №64182-16	-		СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Сервер HP ProLiant DL320 G3
		B							
		C							
22	КТП-2 1000/6/0,4 кВ ЖБК ячейка КРУ-6 кВ	A	ТОЛ-10-1-2 100/5 Кл. т. 0,5 S Рег. № 47959-16	A	ЗНОЛП-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. №46738-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
		C		B					
23	КТПНУ 630/6/0,4 Ввод 6 кВ ТМ-630 кВА	A	ТОЛ-НТЗ-10-01 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 69606-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. №69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12			
		C		B					
24	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 1 с.ш. яч.9	A	ТПЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	A	НТМИ-6-66 ⁽²⁾ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			
		C		B					
25	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. яч.33	A	ТПЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	A	НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			
		C		B					
26	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. яч.32	A	ТПЛ-10 У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	A	НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
		C		B					
27	ТП-45 6/0,4 кВ Вывод 0,4 кВ ТМ-	A	ТТИ 1500/5	-		СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5			RTU-325 Рег. №
		B							

Продолжение таблицы 2

1		2		3	4	5
	630 кВА	С	Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-07		Рег. № 27524-04	37288-08
28	КТПНУ 160/6/0,4 кВ вывод 0,4 кВ ТМ-160 кВА	А	Т-0,66 УЗ 250/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер HP ProLiant DL320 G3
		В				
		С				
29	КТПНУ 630/6/0,4 Вывод 0,4 кВ Т1 ТМ-630 кВА	А	ТТИ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
		В				
		С				

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

1 ⁽¹⁾ – Указанные трансформаторы напряжения подключены к четырем счетчикам измерительных каналов №№ 8, 9, 25, 26.

2 ⁽²⁾ – Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 7, 24

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm d$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm d$), %
1	2	3	4
1-3, 6-8, 14, 26	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	2,2	4,6
5, 9, 23-25	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	2,3	4,7
10, 15, 18, 21, 27, 28	Активная	0,8	2,8
	Реактивная	1,8	4,5
4, 13	Активная	1,2	3,3
	Реактивная	2,4	5,7
19, 20	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	2,3	4,7
16, 29	Активная	0,8	2,8
	Реактивная	1,9	4,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
22	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	2,2	5,1

Примечания:
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	26
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВКЭ, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °С	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч. для RTU-325: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч. для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч. для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч.	90000 2 140000 2 100000 2 50000 1 70000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации: счетчики СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 10
УСПД RTU-325: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 3,5
сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	± 5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- Журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточные клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФН-35	4
Измерительный трансформатор тока	ТПШЛ-10	4
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Измерительный трансформатор тока	ТПЛМ-10	8
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10У3	4
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66	15
Измерительный трансформатор тока	GIF 40.5	6
Измерительный трансформатор тока	ТТИ	6
Измерительный трансформатор тока	ТНШЛ-0,66 У2	3
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10-1-2	2
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-01	2
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	3
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	3
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Измерительный трансформатор напряжения	НОМ-10-66	8
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	15
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	11
УСПД	RTU-325	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-35LVS	2
Сервер	HP ProLiant DL320 G3	1
ПО	АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	РЭ.466453.034.ФО	1
Методика поверки	МП РЦСМ-009-2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП РЦСМ-009-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Павловск Неруд» Изменение №1. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» 03.08.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03 – по документу: методика поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М – по документу: ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- RTU-325 – по документу: ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2008г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Павловск Неруд» Изменение №1». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 052-RA.RU.311785/2018 от 26.07.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РеконЭнерго» (ЗАО «РеконЭнерго»)

ИНН 3666089896

Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12А

Телефон: (473) 253-09-47

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго»

ИНН 7707798605

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Телефон: (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Телефон: (4912) 55-00-01

E-mail: asu@rcsm-ryazan.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.