

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорреммаш»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорреммаш» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени, автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий GSM-коммуникатор, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера информация передается на АРМ по каналу связи сети Ethernet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера, устройство синхронизации времени УСВ-3, синхронизирующее часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ-3 осуществляется 1 раз в час. Корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ-3 на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется 1 раз в сутки по расписанию модуля синхронизации ПО «Пирамида 2000». Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более  $\pm 2$  с.

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

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePyramida.dll	SynchronyNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Устройство синхрони- зации вре- мени			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 4	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; В; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/0,1 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
2	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 15	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; В; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proli- ant DL180 G9	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
3	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-2 6 кВ, яч. 20	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; В; С	3 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-2 6 кВ, яч. 31	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-07 Фазы: А; В  ТЛШ-10УЗ Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: С	4 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proli- ant DL180 G9	Актив- ная	1,3	3,3		
								Реак- тивная	2,5	5,6	
5	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, ввод 6 кВ ТСН-1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 17551-03 Фазы: А; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04					Актив- ная	0,9	2,9
									Реак- тивная	1,9	4,5
6	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, ввод 6 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; С	-	СЭТ-4ТМ.03.14 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,9	2,9		
							Реак- тивная	1,9	4,5		
7	ЦРП 6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 37, ф. №3	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
8	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 2	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proli- ant DL180 G9	Актив- ная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,7	
9	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 7	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12					Актив- ная	1,3	3,3
									Реак- тивная	2,5	5,6
10	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 8	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	1 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12					Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6		
11	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		
12	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 12	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
13	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proli- ant DL180 G9	Актив- ная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,7	
14	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 17	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12					Актив- ная	1,3	3,3
									Реак- тивная	2,5	5,6
15	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-2 6 кВ, яч. 24	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	3 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3		
							Реак- тивная	2,5	5,6		
16	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-2 6 кВ, яч. 25	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	3 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
17	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-2 6 кВ, яч. 32	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А  ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22192-07 Фазы: С	4 СШ: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proli- ant DL180 G9	Актив- ная	1,3	3,3		
									Реак- тивная	2,5	5,6
18	ТП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ 2Т	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 40/5 Рег. № 71808-18 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12					Актив- ная	1,3	3,3
									Реак- тивная	2,5	5,6
19	ТП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ 1Т	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 40/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3		
							Реак- тивная	2,5	5,6		
20	ТП-34 6 кВ, РУ -6 кВ, ф. «База Проме- тей»	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3		
							Реак- тивная	2,5	5,6		

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.



Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях для ИК № 18 указана для тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК – для тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos \varphi = 0,8$  инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и 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. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	20
<b>Нормальные условия:</b> параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 18 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105  от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
<b>Условия эксплуатации:</b> параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 18 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110  от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40  от +5 до +35  от +15 до +25
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2  140000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике и сервере;  
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:  
счетчика электрической энергии;  
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;  
испытательной коробки;  
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:  
счетчика электрической энергии;  
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;  
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10УЗ	10
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	14
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	1
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЦ-10	2
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	17
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP Proliant DL180 G9	1
Методика поверки	МП ЭПР-140-2019	1
Паспорт-формуляр	РУСО.411722.АИИС.283 ПФ	1

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-140-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремаш». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 13.02.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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 АИИС КУЭ Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремаш», свидетельство об аттестации № 158/RA.RU.312078/2019.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремаш»**

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

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

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Рустех» (ООО «Рустех»)

ИНН 3702666693

Адрес: 153021, Ивановская область, г. Иваново, Гаражная улица, д. 12А

Телефон: (915) 769-34-14

E-mail: [rusteh@bk.ru](mailto:rusteh@bk.ru)

#### **Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.