

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭСК РусГидро» (ОАО «КЭМЗ»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭСК РусГидро» (ОАО «КЭМЗ») (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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, трехуровневую 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) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера сетевого промышленного СИКОН С70 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных АО «ЭСК РусГидро» (сервер) с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированное рабочее место персонала (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.

Для ИК №№ 1-12 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации - перевод в именованные величины с учетом постоянной счетчика, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, а также осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер по каналам связи стандарта GSM, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК №№ 13-15 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего GSM-модема, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер, где производится перевод в именованные величины с учетом постоянной счетчика, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН.

На сервере осуществляется сбор и обработка полученных данных, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

Сервер может принимать измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и передавать всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики (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 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.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. В качестве первичного эталонного источника календарного времени используется тайм-сервер (сервер времени) ФГУП «ВНИИФТРИ» первого уровня Stratum 1, обеспечивающий передачу точного времени через глобальную сеть Интернет по протоколу NTP. Тайм-сервер работает от сигналов рабочей шкалы Государственного эталона времени и частоты (ГСВЧ) Российской Федерации (РФ). В соответствии с международным документом RFC-1305 передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с использованием протокола NTP. Часы тайм-серверов согласованы с UTC (универсальное координированное время в данном часовом поясе) с погрешностью, не превышающей 10 мкс.

Корректировка показаний часов сервера осуществляется при расхождении с часами NTP-сервера ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более ± 2 с.

Для ИК №№ 1-12 сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами УСПД на величину более ± 1 с. Передача информации от счетчика до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Для ИК №№ 13-15 сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика и часов сервера на величину более ± 2 с. Передача данных от счетчика до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД 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 программный комплекс (ПК) «Энергосфера» версии не ниже 8.0. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа, а также с помощью специальных программных средств. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих усло- виях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.ф. 647	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant DL360 G7	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,8
2	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. ф. 648	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. №20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,8
3	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. ф. 649	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. №20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 2 СП 6 кВ, яч. ф. 661	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant DL360 G7	Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,0	4,7
5	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 2 СП 6 кВ, яч. ф. 662	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,0	4,7
6	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 2 СП 6 кВ, яч. ф. 667	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,0	4,7
7	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 3 СП 6 кВ, яч. ф. 657	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6
8	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 3 СП 6 кВ, яч. ф. 658	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. ф. 668	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant DL360 G7	Активная	0,9	1,6
							Реактивная	1,6	2,8
10	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. ф. 676	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная	0,9	1,6
							Реактивная	1,6	2,8
11	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. ф. 677	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная	0,9	1,6
							Реактивная	1,6	2,8
12	ПС «Южная» 110/6/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. ф. 682	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная	0,9	1,6
							Реактивная	1,6	2,8
13	ПС «Ковров» 110/6 кВ, ЗРУ- 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. ф. 619	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-		Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПС «Селива-ново» 110/35/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. ф.101	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	-	HP ProLiant DL360 G7	Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,0	4,7
15	ПС «Селива-ново» 110/35/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. ф.107	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	-		Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,0	4,7

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 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1-8, 13-15 указана для тока 5 % от $I_{ном}$, для ИК №№ 9-12 - для тока 2 % 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 УСПД на аналогичное утвержденного типа. 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	15
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – для ИК №№ 9-12 – 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 +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – для ИК №№ 9-12 – 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 УСПД, °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 0 до +40 от +15 до +25 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики 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 счетчики типов ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики типа СЭТ-4ТМ.03: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2 90000 2 70000 2 100000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации:	
счетчик:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
– при отключении питания, лет, не менее	5
УСПД:	
– суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
– при отключении питания, лет, не менее	5
сервер:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - 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;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (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
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	16 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	12 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	11 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	1 шт.
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1 шт.
Сервер	HP ProLiant DL360 G7	1 шт.
Методика поверки	МП ЭПР-019-2017	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭСРГ.780440.010.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-019-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭСК РусГидро» (ОАО «КЭМЗ»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 18.08.2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12) - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08) - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- контроллер СИКОН С70 - в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- 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);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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 эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭСК РусГидро» (ОАО «КЭМЗ»)

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

Акционерное общество «ЭСК РусГидро» (АО «ЭСК РусГидро»)

ИНН 7804403972

Адрес: 117393, г. Москва, ул. Архитектора Власова, д. 51

Телефон: (495) 983-33-28

Факс: (495) 984-63-80

Web-сайт: www.esc.rushydro.ru

E-mail: info@esc.rushydro.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: 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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.