

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДВЭУК» (мини-ТЭЦ Центральная)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДВЭУК» (мини-ТЭЦ Центральная) (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 в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллеров сетевых промышленных СИКОН С70 (регистрационный № 28822-05) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени

УСВ-2 (регистрационный № 41681-10), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 и напряжения переменного тока 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Измерительная информация из УСПД по основному каналу связи с помощью SHDSL-модемов поступает на сервер. При отказе основного канала связи измерительная информация из УСПД поступает на контроллер СИКОН ТС65, и далее резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети стандарта GSM, на сервер. На сервере осуществляется дальнейшая обработка поступающей информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение полученных данных, оформление отчётных документов, отображение информации на АРМ.

Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) в филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ и ОДУ Востока, а также 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ-2 осуществляется 1 раз в час, корректировка часов сервера производится независимо от наличия расхождения. Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится независимо от наличия расхождения.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более  $\pm 3$  с. Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ составляет не более  $\pm 5$  с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счётчика, УСПД и сервера отражаются в соответствующих журналах событий.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». 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, а также с помощью специальных программных средств, что соответствует уровню «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает  $\pm 1$  единицы младшего разряда.

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	SynchronoNSI.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 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ( $\pm\delta$ ) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	мини-ТЭЦ Центральная, ГРУ-10 кВ, 1с - 10 кВ, яч. 105	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> =600/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 20011-10 Зав. № 20070-10 Зав. № 19935-10 Рег. № 32139-06	НАЛИ-СЭЩ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 00841-12 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805101272 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Зав. № 06511 Рег. № 28822-05	активная	1,1	3,4
		реактивная		2,2		5,7		
2	мини-ТЭЦ Центральная, ГРУ-10 кВ, 1с - 10 кВ, яч. 104	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> =400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 19689-10 Зав. № 19661-10 Зав. № 19662-10 Рег. № 32139-06	Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805100090 Рег. № 36697-08	Рег. № 28822-05	активная	1,1	3,4
		реактивная		2,2		5,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
3	мини-ТЭЦ Центральная, ГРУ-10 кВ, 2с - 10 кВ, яч. 204	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 20936-10 Зав. № 20926-10 Зав. № 20935-10 Рег. № 32139-06	НАЛИ-СЭЩ-10 Ктн=10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 00839-12 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803102688 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Зав. № 06511 Рег. № 28822-05	активная	1,1	3,4	
							реактивная	2,2	5,7
4	мини-ТЭЦ Центральная, ГРУ-10 кВ, 2с - 10 кВ, яч. 208	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 19925-10 Зав. № 19798-10 Зав. № 19947-10 Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805100008 Рег. № 36697-08		активная	1,1	3,4	
						реактивная	2,2	5,7	
5	мини-ТЭЦ Центральная, ГРУ-10 кВ, 2с - 10 кВ, яч. 209	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 19587-10 Зав. № 19711-10 Зав. № 19976-10 Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803103556 Рег. № 36697-08		активная	1,1	3,4	
						реактивная	2,2	5,7	
6	мини-ТЭЦ Центральная, ГРУ-10 кВ, 3с - 10 кВ, яч. 310	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 20117-10 Зав. № 20284-10 Зав. № 20074-10 Рег. № 32139-06	НАЛИ-СЭЩ-10 Ктн=10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 00850-12 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803103500 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Зав. № 06512 Рег. № 28822-05	активная	1,1	3,4	
						реактивная	2,2	5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	мини-ТЭЦ Центральная, ГРУ-10 кВ, 3с - 10 кВ, яч. 309	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 19874-10 Зав. № 19905-10 Зав. № 19910-10 Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803103480 Рег. № 36697-08		активная реактивная	1,1 2,2	3,4 5,7
8	мини-ТЭЦ Центральная, ГРУ-10 кВ, 3с - 10 кВ, яч. 307	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 20786-10 Зав. № 20306-10 Зав. № 20329-10 Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803103546 Рег. № 36697-08		активная реактивная	1,1 2,2	3,4 5,7
9	мини-ТЭЦ Центральная, ГРУ-10 кВ, 4с - 10 кВ, яч. 409	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 20464-10 Зав. № 20704-10 Зав. № 20285-10 Рег. № 32139-06	НАЛИ-СЭЩ-10 Ктн=10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 00840-12 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804102419 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Зав. № 06512 Рег. № 28822-05	активная реактивная	1,1 2,2	3,4 5,7
10	мини-ТЭЦ Центральная, ГРУ-10 кВ, 4с - 10 кВ, яч. 410	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 19945-10 Зав. № 19904-10 Зав. № 19903-10 Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805101327 Рег. № 36697-08		активная реактивная	1,1 2,2	3,4 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	мини-ТЭЦ Центральная 35/10 кВ, ЗРУ-35 кВ, 1с - 35 кВ, яч. 9	ТОЛ-СЭЩ-35 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 00578-10 Зав. № 00575-10 Зав. № 00577-10 Рег. № 40086-08	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Ктн=35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 00149-10 Зав. № 00148-10 Зав. № 00147-10 Рег. № 40085-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808102331 Рег. № 36697-08		активная реактивная	1,3 2,5	3,4 5,8
12	мини-ТЭЦ Центральная 35/10 кВ, ЗРУ-35 кВ, 1с - 35 кВ, яч. 7	ТОЛ-СЭЩ-35 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 00613-10 Зав. № 00584-10 Зав. № 00611-10 Рег. № 40086-08	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Ктн=35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 00149-10 Зав. № 00148-10 Зав. № 00147-10 Рег. № 40085-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101440 Рег. № 36697-08		активная реактивная	1,3 2,5	3,4 5,8
13	мини-ТЭЦ Центральная 35/10 кВ, ЗРУ-35 кВ, 2с - 35 кВ, яч. 8	ТОЛ-СЭЩ-35 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 00583-10 Зав. № 00579-10 Зав. № 00595-10 Рег. № 40086-08	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Ктн=35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 00152-10 Зав. № 00151-10 Зав. № 00150-10 Рег. № 40085-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808102020 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Зав. № 06512 Рег. № 28822-05	активная реактивная	1,3 2,5	3,4 5,8
14	мини-ТЭЦ Центральная 35/10 кВ, ЗРУ-35 кВ, 2с - 35 кВ, яч. 10	ТОЛ-СЭЩ-35 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 00569-10 Зав. № 00568-10 Зав. № 00582-10 Рег. № 40086-08	Рег. № 40085-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808141739 Рег. № 36697-12		активная реактивная	1,3 2,5	3,4 5,8

\* Примечания

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение  $(0,95-1,05) \cdot U_{н}$ ; сила тока  $(1,0-1,2) \cdot I_{н}$ ;  $\cos j = 0,9$  инд. ( $\sin j = 0,5$ ); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц; магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл;
- температура окружающей среды:  $(23 \pm 2)$  °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9-1,1) \cdot U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01-1,2) \cdot I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счётчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9-1,1) \cdot U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01-1,2) \cdot I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2 % от  $I_{ном}$   $\cos j = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, перечисленными в таблице 2. Допускается замена УСПД и УСВ-2 на аналогичные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все типы средств измерений, представляющих измерительные компоненты АИИС КУЭ, утвержденного типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ).

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-08) - среднее время наработки на отказ не менее  $T=140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-12) - среднее время наработки на отказ не менее  $T=165000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;
- контроллер СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в}=2$  ч;



- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=35000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b=2$  ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T=208051$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b=0,5$  ч.

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 счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счётчике.
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счётчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счётчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (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).

Глубина хранения информации:

- счётчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- УСПД - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (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.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	30 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	12 шт.
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	14 шт.
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	2 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Сервер	HP Proliant DL360R07	1 шт.
Методика поверки	-	1 экз.
Паспорт-формуляр	ВЛСТ.854.05.000.ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 66910-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДВЭУК» (мини-ТЭЦ Центральная). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 13.01.2017 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный №с 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.;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-12) - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утверждённым руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012г.;
- контроллер СИКОН С70 - в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утверждённым ВНИИМС в 2005 г.;
- УСВ-2 - в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001 И1 «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный № 27008-04);

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в эксплуатационном документе.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДВЭУК» (мини-ТЭЦ Центральная)**

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.

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»)

ИНН 7716712474

Адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, дом 2, помещение 23

Телефон (факс): 8(919) 967-07-03

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

#### **Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Адрес: 142700, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона тер. корп. 526

Телефон: (495) 278-02-48

Web-сайт: [www.ic-rm.ru](http://www.ic-rm.ru)

E-mail: [info@ic-rm.ru](mailto:info@ic-rm.ru)

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.