

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ХК «СДС-Энерго» ПС 110 кВ Центральная

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ХК «СДС-Энерго» ПС 110 кВ Центральная (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученных результатов измерений коммерческому оператору оптового рынка, системному оператору и смежным субъектам ОРЭ.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

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

1-й уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

Первичные фазные 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 преобразуют 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных.

Данные из УСПД поступают на СБД уровня ИВК для последующего хранения и передачи. Основной канал связи организован с помощью GPRS соединения. Резервный канал организован с помощью CSD соединения.

СБД формирует и отправляет по выделенному каналу с протоколом TCP/IP сети Ethernet отчеты в виде XML-файлов в форматах в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает синхронизацию времени в АИИС КУЭ. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации времени УСВ-3, в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Синхронизация часов сервера БД с единым временем обеспечивается подключенным к нему УСВ-3. Коррекция часов сервера БД происходит при расхождении часов сервера БД и УСВ-3 более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр). Сервер БД осуществляет синхронизацию времени часов УСПД. Сличение времени часов сервера БД со временем часов УСПД осуществляется каждые 60 мин (программируемый параметр), и корректировка времени часов УСПД выполняется при расхождении времени часов сервера БД и УСПД более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр). Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦентр». 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 – «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты						Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ	Сервер БД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1-2	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	RTU-327L Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,6	±2,1
								Реактивная	±2,9	±3,2
2	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1-3	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1
								Реактивная	±2,9	±3,2
3	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1-4	ТОЛ-СЭЩ 200/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1
					Реактивная	±2,9	±3,2			
4	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1-5	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	Активная	±1,6	±2,1			
					Реактивная	±2,9	±3,2			
5	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1-8	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	Активная	±1,6	±2,1			
					Реактивная	±2,9	±3,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
6	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1-9	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	RTU-327L Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,6	±2,1			
										Реактивная	±2,9	±3,2	
7	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1-10	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17							Активная	±1,6	±2,1
											Реактивная	±2,9	±3,2
8	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1, яч.1-11	ТШЛ-СЭЩ 2500/5 КТ 0,5S Пер. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17							Активная	±1,6	±2,1
											Реактивная	±2,9	±3,2
9	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1-12	ТОЛ-СЭЩ 200/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,2			
10	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2-2	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,2			
11	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2, яч.2-3	ТШЛ-СЭЩ 2500/5 КТ 0,5S Пер. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
12	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2-4	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	RTU-327L Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,6	±2,1			
										Реактивная	±2,9	±3,2	
13	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2-5	ТОЛ-СЭЩ 200/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17							Активная	±1,6	±2,1
											Реактивная	±2,9	±3,2
14	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2-8	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17							Активная	±1,6	±2,1
											Реактивная	±2,9	±3,2
15	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2-9	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17							Активная	±1,6	±2,1
											Реактивная	±2,9	±3,2
16	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2-10	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,2			
17	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2-11	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,2			
18	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2-12	ТОЛ-СЭЩ 200/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
19	ПС 110 кВ Центральная, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТОГФ (П) 600/5 КТ 0,2S Пер. № 61432-15	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 50905-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	RTU-327L Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,4	±1,8			
										Реактивная	±2,8	±3,0	
20	ПС 110 кВ Центральная, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТОГФ (П) 600/5 КТ 0,2S Пер. № 61432-15	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 50905-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17							Активная	±1,4	±1,8
											Реактивная	±2,8	±3,0
21	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, яч.1-5	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17							Активная	±1,6	±2,1
											Реактивная	±2,9	±3,2
22	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1, яч.1-4	ТОЛ-СЭЩ 800/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,2			
23	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, яч.1-2	ТОЛ-СЭЩ 600/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,2			
24	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, яч.2-2	ТОЛ-СЭЩ-35 300/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2, яч.2-4	ТОЛ-СЭЩ-35 800/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	RTU-327L Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,6	±2,1
				Реактивная				±2,9	±3,2	
26	ПС 110 кВ Центральная, КРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, яч.2-5	ТОЛ-СЭЩ 600/5 КТ 0,5S Пер. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1
				Реактивная				±2,9	±3,2	
27	ПС 110 кВ Центральная, ОПУ, ЩСН 0,4 кВ, ТСН-1 0,4 кВ	ТШП 400/5 КТ 0,5S Пер. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17			Активная	±1,5	±1,9	
							Реактивная	±2,8	±3,1	
28	ПС 110 кВ Центральная, ОПУ, ЩСН 0,4 кВ, ТСН-2 0,4 кВ	ТШП 400/5 КТ 0,5S Пер. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17			Активная	±1,5	±1,9	
							Реактивная	±2,8	±3,1	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 – 28 от 0 до плюс 40 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов, 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.

5 Допускается замена УСПД на аналогичное, утвержденного типа.

6 Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типа.

7 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений;

8 Допускается замена сервера без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);

9 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	28
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - Частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков и УСПД, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>емк.</sub> от -45 до +40 от 0 до +40



Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчик СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>80000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее</li> <li>- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>45</p> <p>10</p> <p>100</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания сервера 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий электросчетчиков:
  - параметрирования;
  - пропадания питания;
  - коррекция времени в электросчетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательных коробок;
- УСПД;
- УСВ;
- сервера БД;
- защита информации на программном уровне:

результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на электросчетчиках;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ	70
Измерительный трансформатор тока	ТОГФ (П)	6
Измерительный трансформатор тока	ТШЛ-СЭЦ	6
Измерительный трансформатор тока	ТШП	6
Измерительный трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЦ	4
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОГ-110	6
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	24
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
УСПД	RTU-327L	1
УСВ	УСВ-3	1
Сервер БД	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	1
ПО	«АльфаЦентр»	1
Инструкция по эксплуатации КТС	189-0.00-022-АКУ.ИЭ	1
Паспорт-формуляр	189-0.00-022-АКУ.Ф	1
Методика поверки	МП 14-036-2019	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 14-036-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО ХК «СДС-Энерго» ПС 110 кВ Центральная. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Кемеровский ЦСМ» 17.06.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-2011 и/или МИ 2845-2003 и/или МИ 2925-2005;
- Счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;
- УСПД RTU-327L – по документу ДЯИМ.466215.007 МП "Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2009 г.;

- устройство синхронизации времени УСВ-3 – по документу «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИФТРИ" в 2012 г.;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

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

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО ХК «СДС-Энерго» ПС 110 кВ Центральная, аттестованном ФБУ «Кемеровский ЦСМ», регистрационный номер RA.RU.310473 от 11.02.2016 г. в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО ХК «СДС-Энерго» ПС 110 кВ Центральная**

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 Холдинговая компания «СДС-Энерго» (ООО ХК «СДС-Энерго»)

ИНН 4250003450

Адрес: 650066, г. Кемерово, пр. Октябрьский, 53/2

Телефон (факс): (3842) 57-42-02

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

E-mail: [office@sdsenergo.ru](mailto:office@sdsenergo.ru)

#### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области» (ФБУ «Кемеровский ЦСМ»)

Адрес: 650991, Кемеровская область, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: (3842) 36-43-89

Факс: (3842) 75-88-66

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

E-mail: [kemasm@kmrasm.ru](mailto:kemasm@kmrasm.ru)

Регистрационный номер RA.RU.312319 в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.