

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/6 кВ «Волна» филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/6 кВ «Волна» филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, передачи и отображения результатов измерений.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии), 0,5 по ГОСТ Р 52425-05 и ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи.

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД RTU-325L, Рег. № СИ 37288-08, зав. №004448), устройство синхронизации времени и коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее - БД), обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительный канал (далее - ИК) состоит из трех уровней АИИС КУЭ.

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 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 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 RTU-325L поступают на уровень ИВК АИИС КУЭ в ЦСОД исполнительного аппарата (далее - ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», г. Москва для последующего хранения и передачи.

Далее, данные с уровня АИИС КУЭ в ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» по цифровым каналам связи (на участке «подстанция - ИА ПАО «ФСК ЕЭС» каналы связи организованы посредством малых земных станций спутниковой связи (МЗССС) и на участке «ИА ПАО «ФСК ЕЭС» - ИВК МЭС Востока» - с использованием единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) поступают в базу данных сервера уровня ИВК МЭС Востока, где происходит хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации смежным субъектам и иным заинтересованным организациям путем формирования файлов формата XML80020.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает синхронизацию часов компонентов АИИС КУЭ. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени (далее - УССВ), в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS) - Garmin 16x-HVS. Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с УССВ. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

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

Программное обеспечение

Специализированное программное обеспечение АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (далее - СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)), имеет структуру автономного программного обеспечения. ПО обладает идентификационными признаками, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Другие идентификационные данные, если имеются	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты - высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав АИИС КУЭ, а так же метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав АИИС КУЭ					К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{сч}	УСПД	Вид энергии	Метрологические характеристики				
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Рег № СИ		Обозначение, тип		Заводской номер				Основная погрешность ИК, (±δ) %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %			
1	2	3		4		5	6	7	8	9	9			
1	ПС Волна, ЗРУ-2 6кВ, 5 с.ш., яч.67, ф.67 «Краевая ПБ»	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 № 51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	21832-15	2400	RTU-325L зав. №004448 Рег. № СИ 37288-08,	Активная	1,1	4,8			
				B	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	21833-15								
				C	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	21834-15								
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000:ÖВ/100:ÖВ № 46738-11	A	ЗНОЛП-6	2001565						Реактивная	2,3	2,7
				B	ЗНОЛП-6	2001480								
				C	ЗНОЛП-6	2001497								
		ТН (резерв)	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000:ÖВ/100:ÖВ № 46738-11	A	ЗНОЛП-6	2002074								
				B	ЗНОЛП-6	2001676								
				C	ЗНОЛП-6	2001969								
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01157177								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	9
2	ПС Волна, ЗРУ-1 6кВ, 1 с.ш., яч.14, ф.14 ТП ОАО «ДГК»	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	18091-15	4800	RTU-325L зав. №004448 Рег. № СИ 37288-08,	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	18094-15					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	18092-15					
		ТН	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01483-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01482-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01481-09					
		ТН (резерв)	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01477-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01476-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01475-09					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01294447					
3	ПС Волна, ЗРУ-1 6кВ, 2 с.ш., яч.32, ф.32 ТП ОАО «ДГК»	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	18090-15	4800	RTU-325L зав. №004448 Рег. № СИ 37288-08,	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	18089-15					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	18093-15					
		ТН	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01477-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01476-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01475-09					
		ТН (резерв)	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01483-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01482-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01481-09					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01294332					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	9
4	ПС Волна, ЗРУ-1 6кВ, 1 с.ш., яч.4, ф.4 «Снеговая падь»	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	18079-15	7200	RTU-325L зав. №004448 Рег. № СИ 37288-08,	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	18084-15					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	18083-15					
		ТН	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01483-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01482-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01481-09					
		ТН (резерв)	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01477-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01476-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01475-09					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01294333					
5	ПС Волна, ЗРУ-1 6кВ, 2 с.ш., яч.30, ф.30 «Снеговая падь»	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	18082-15	7200	RTU-325L зав. №004448 Рег. № СИ 37288-08,	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	18080-15					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	18081-15					
		ТН	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01477-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01476-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01475-09					
		ТН (резерв)	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01483-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01482-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01481-09					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01294445					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	9
6	ПС Волна, ЗРУ-1 6кВ, 2 с.ш., яч.28, ф.28 ТП ОАО «Оборонэнерго»	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	10924-15	4800	RTU-325L зав. №004448 Рег. № СИ 37288-08,	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	11020-15					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	11089-15					
		ТН	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01477-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01476-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01475-09					
		ТН (резерв)	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01483-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01482-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01481-09					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01294444					
7	ПС Волна, ЗРУ-1 6кВ, 1 с.ш., яч.2, ф.2 ТП ОАО «Оборонэнерго»	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	10968-15	4800	RTU-325L зав. №004448 Рег. № СИ 37288-08,	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	10930-15					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	10949-15					
		ТН	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01483-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01482-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01481-09					
		ТН (резерв)	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01477-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01476-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01475-09					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01294446					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	9
8	ПС Волна, ЗРУ-2 6кВ, 6 с.ш., яч.6б, ф.6б «Краевая ПБ»	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 № 51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	03287-14	2400	RTU-325L зав. №004448 Рег. № СИ 37288-08,	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	04057-14					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	03424-14					
		ТН	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 46738-11	A	ЗНОЛП-6	2001718					
				B	ЗНОЛП-6	2001699					
				C	ЗНОЛП-6	2001714					
		ТН (резерв)	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 46738-11	A	ЗНОЛП-6	2001746					
				B	ЗНОЛП-6	2001753					
				C	ЗНОЛП-6	2001784					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01182975					
9	ПС Волна, ЗРУ-1 6кВ, 2 с.ш., яч.19, ф.19 ТП ОАО «Дальприбор»	ТТ	КТ=0,5S КТТ=750/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	08764-16	9000	RTU-325L зав. №004448 Рег. № СИ 37288-08,	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	08679-16					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	08680-16					
		ТН	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01477-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01476-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01475-09					
		ТН (резерв)	КТ=0,5 6000:ÖB/100:ÖB № 35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6	01483-09					
				B	НОЛ-СЭЩ-6	01482-09					
				C	НОЛ-СЭЩ-6	01481-09					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01155897					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm \delta$ %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$); токе ТТ, равном 2 (5) % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение $(220\pm 4,4)$ В; частота $(50\pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения от $0,98 \cdot U_n$ до $1,02 \cdot U_n$; диапазон силы тока от $1,0 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - 0,87(0,5); частота $(50\pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: (23 ± 2) °С счетчиков в части активной энергии, (20 ± 2) °С для счетчиков в части реактивной энергии ГОСТ Р 52425-05, (23 ± 2) °С для счетчиков в части реактивной энергии ГОСТ 26035-83;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока от $0,01(0,02) \cdot I_{н1}$ до $1,2 \cdot I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота $(50\pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н2}$ до $1,1 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $1,2 \cdot I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота $(50\pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 65 °С;
- относительная влажность воздуха от 40 до 60 %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 10 до плюс 55 °С;
- относительная влажность воздуха до 95 % при температуре плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 60 до 106,7 кПа.

4. Допускается замена компонентов на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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;
- счетчик - среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800 - не менее 120000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 55 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК;
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВКЭ - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу не менее 35 суток;
- ИВК - хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/6 кВ «Волна» филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 У2	6
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10	21
Трансформаторы напряжения ЗНОЛП-6У2	12
Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-6	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	9
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1
Методика поверки МП 206.1-056-2016	1
Паспорт-формуляр 195/211/232/200.07.07.14-ТЗ-ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-056-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/6 кВ «Волна» филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 07.09.2016 года.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков Альфа А1800 - в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г., по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному в 2012 г.;
- УСПД RTU-325L - по документу ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- 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

Метод измерений изложен в документе Технический проект 195/211/232/200.07.07.14-Т1 «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока. Расширение АИИС КУЭ подстанций МЭС Востока в части дополнительных точек учета. Технорабочий проект. ПС 220 кВ Волна. Том 1.»

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/6 кВ «Волна» филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета

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 «Электротехнические системы»

(ООО «Электротехнические системы»)

ИНН: 2724070454

Юридический адрес: 680014, г. Хабаровск, переулок Гаражный, 30А

Телефон/факс: (4212) 75-63-73/(4212) 75-63-75

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.