

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/500/110 кВ «Белый Раст» в части присоединений энергопринимающих устройств ООО «Вертикаль» и ООО «Риверсайд»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/500/110 кВ «Белый Раст» в части присоединений энергопринимающих устройств ООО «Вертикаль» и ООО «Риверсайд» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии типа ЕвроАЛЬФА, класса точности 0,2S и 0,5S в части активной электроэнергии и класса точности 0,5 и 1,0 в части реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей и технических средств приема – передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД), устройства синхронизации времени и коммутационного оборудования.

УСПД типа RTU-325L обеспечивает сбор данных со счетчиков, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК). Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 35 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

Третий уровень – ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базах данных серверов ПАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ).

ИВК состоит из ЦЕНТР сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра и комплекса измерительно-вычислительного АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (далее – ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)), а также устройств синхронизации времени УССВ-35HVS, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (далее - ЛВС), разграничения прав доступа к информации. В ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра используется программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», а в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС

(Метроскоп) – специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп) (далее – СПО «Метроскоп»).

К серверам ИВК подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Для работы с АИИС КУЭ на уровне подстанции предусматривается организация АРМ подстанции.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый, второй и третий уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре. Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор для отображения учетной энергии и измеряемых величин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по цифровому интерфейсу RS-485.

ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра автоматически опрашивает УСПД уровня ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется по основному каналу связи - волоконно-оптической линии связи (далее – ВОЛС). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу телефонной линии связи.

В ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра информация о результатах измерений автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

В автоматическом режиме ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) опрашивает ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра по протоколу ТСР/IP по единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) – один раз в 30 минут. ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) осуществляет соединение и получение данных с ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра.

В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) информация о результатах измерений автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи СПО «Метроскоп», в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и всем заинтересованным организациям-участникам ОРЭ, через IP сеть передачи данных ПАО «ФСК ЕЭС», с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, УССВ-16HVS, ИВК, УСПД, счетчики электрической энергии.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 2 с.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически устройством синхронизации времени УССВ-16HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов УСПД происходит ежесекундно.

В ИВК ЦСОД МЭС Центра и ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов серверов ИВК выполняется ежесекундно по сигналам УССВ-35HVS. При нарушении связи между УСПД и подключенного к нему УССВ-16HVS, время часов УСПД корректируется от сервера ИВК автоматически в случае расхождения часов УСПД и ИВК на величину более ± 1 с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время часов счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

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

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

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

Программное обеспечение

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО «Метроскоп», установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ПО «АльфаЦЕНТР», установленного в ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)	1.00	289aa64f646cd3873804db5fbd653679	MD5
«Amrserver.exe»	12.05.01.01	22262052a42d978c9c72f6a90f124841	MD5
«Amrc.exe»	12.05.01.01	1af7a02f7f939f8a53d6d1750d4733d3	MD5
«Amra.exe»	12.05.01.01	15a7376072f297c8b8373d815172819f	MD5
«Cdbora2.dll»	12.05.01.01	58de888254243caa47afb6d120a8197e	MD5
«encryptdll.dll»	12.05.01.01	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5
«alphamess.dll»	12.05.01.01	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	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 первого уровня ИК АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав первого уровня ИК и их метрологические характеристики

Канал измерений		Измерительные компоненты						Метрологические характеристики			
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер	К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК, (±δ) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %	
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	
3.11	яч.303, 10 кВ	ТТ К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 150/5 № 28402-04	A	GIS12d	30338252	3000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,7 3,9	
			B	GIS12d	30338253						
			C	GIS12d	30338254						
			A	GSES 12D	30338753						
			B	GSES 12D	30338754						
			C	GSES 12D	30338755						
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{Сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P2B-4							01143719

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3.30	яч.308, 10 кВ	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 400/5$ № 28402-09	A	GIS12d	30955867	8000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2	5,0
				B	GIS12d	30955871					
				C	GIS12d	30955868					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} =$ $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 28404-04	A	GSES 12D	30338753					
				B	GSES 12D	30338754					
				C	GSES 12D	30338755					
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	EA05RAL-P4B-4		01143669							
3.31	яч.411, 10 кВ	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 400/5$ № 28402-09	A	GIS12d	30955869	8000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	2,4	4,3
				B	GIS12d	30955870					
				C	GIS12d	30955872					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} =$ $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 28404-04	A	GSES 12D	30338759					
				B	GSES 12D	30338760					
				C	GSES 12D	30338761					
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	EA05RAL-P4B-4		01143689							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3.32	яч.508, 10 кВ	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{ТТ} = 300/5$ № 28402-09	A	GIS12d	30955873	6000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,9
				B	GIS12d	30955877					
				C	GIS12d	30955876					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} =$ $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 28404-04	A	GSES 12D	30338765					
				B	GSES 12D	30338766					
				C	GSES 12D	30338767					
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	EA02RAL-P4B-4		01101213							
3.24	яч.606, 10 кВ	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{ТТ} = 600/5$ № 28402-09	A	GIS12d	30955864	12000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,4	5,0 4,3
				B	GIS12d	30955866					
				C	GIS12d	30955865					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} =$ $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 28404-04	A	GSES 12D	30338771					
				B	GSES 12D	30338772					
				C	GSES 12D	30338773					
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	EA05RAL-P4B-4		01143660							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3.33	яч.608, 10 кВ	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 300/5$ № 28402-09	A	GIS12d	30955875	6000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,9
				B	GIS12d	30955878					
				C	GIS12d	30955874					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} =$ $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 28404-04	A	GSES 12D	30338771					
				B	GSES 12D	30338772					
				C	GSES 12D	30338773					
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	EA02RAL-P4B-4		01131687							
3.34	яч.306, 10 кВ	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 1000/5$ № 28402-09	A	GIS12d	30908591	20000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,7 3,9
				B	GIS12d	30908590					
				C	GIS12d	30908594					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} =$ $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 28404-04	A	GSES 12D	30338753					
				B	GSES 12D	30338754					
				C	GSES 12D	30338755					
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	EA05RAL-P4B-4		01143661							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3.35	яч.409, 10 кВ	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 1000/5$ № 28402-09	A	GIS12d	30908593	20000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,7 3,9
				B	GIS12d	30908592					
				C	GIS12d	30908595					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} =$ $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 28404-04	A	GSES 12D	30338759					
				B	GSES 12D	30338760					
				C	GSES 12D	30338761					
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	EA02RAL-P4B-4		01143681					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Относительная 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 % от $I_{н1}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 15 до 30 °С.
2. Нормальные условия:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_{н1}$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 до 50 °С; ТН - от минус 40 до 50 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С; УСПД - от 15 до 25 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).
3. Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от 15 до 30 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).
 - Для электросчетчиков:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 (0,01 \text{ при } \cos\varphi=1) - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;
 - температура окружающего воздуха - от 15 до 30 °С;
 - относительная влажность воздуха - $(40 - 60)$ %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).
 - Для аппаратуры передачи и обработки данных:
 - параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха - от 15 до 30 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).
4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одностипный утвержденного типа.

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;
 - электросчетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА– не менее 50000 ч; среднее время восстановления работоспособности 168 ч;
 - УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 45000 ч, среднее время восстановления работоспособности 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 журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- электросчётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к

измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;

- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;

- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии подстанции подстанции 750/500/110 кВ «Белый Раст» в части присоединений энергопринимающих устройств ООО «Вертикаль» и ООО «Риверсайд» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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	Количество
1	2
Измерительный трансформатор тока типа GIS12d	24 шт.
Измерительный трансформатор напряжения GSES 12D	12 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA02RAL-P4B-4	2 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA05RAL-P4B-4	5 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA05RL-P2B-4	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных RTU-325L	1 шт.
Устройство синхронизации времени УССВ типа GPS	1 шт.
Устройство синхронизации времени УССВ-35HVS	1 шт.
Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1 шт.
ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	
ИВК ЦСОД МЭС Центра	1 шт.
ПО «АльфаЦЕНТР	1 шт.
СПО «Метроскоп»	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Переносной инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
Формуляр	1 экземпляр.
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу МП 61975-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/500/110 кВ «Белый Раст» в части присоединений энергопринимающих устройств ООО «Вертикаль» и ООО «Риверсайд». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки», МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки», МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков ЕвроАльфа – в соответствии с документом «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАльфа (ЕА). Методика поверки»;
- УСПД RTU-325L – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466453.005МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – в соответствии с документом ЕМНК.466454.005.МП «Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). Методика поверки», утвержденным ФГУ «Пензенский ЦСМ» 30 августа 2010 г.;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «СВИК-15-18.АУ.ИС1. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции подстанции 750/500/110 кВ «Белый Раст» в части присоединений энергопринимающих устройств ООО «Вертикаль» и ООО «Риверсайд».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/500/110 кВ «Белый Раст» в части присоединений энергопринимающих устройств ООО «Вертикаль» и ООО «Риверсайд»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
3. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
4. СВИК-15-18.АУ.ИС1. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции подстанции 750/500/110 кВ «Белый Раст» в части присоединений энергопринимающих устройств ООО «Вертикаль» и ООО «Риверсайд».

Изготовитель

Общество с Ограниченной Ответственностью «Средневожская Инжиниринговая Компания» (ООО «СВИК»)
ИНН 6319179949
Юридический/почтовый адрес: 443008, Россия, г. Самара, тупик Томашевский, д. За, офис 303
Тел./факс: (846) 246-03-27

Испытательный центр

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

Юридический адрес:

119361, Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: +7 (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. « ____ » _____ 2015 г.