

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 930 от 10.05.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Зональная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Зональная» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ «Зональная» ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту - Сч или Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее по тексту - УСПД), систему обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту - ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту - ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (далее по тексту - АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту - ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (далее по тексту - БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске. Между центром сбора и обработки данных (далее по тексту - ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (далее по тексту - ЕЦССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в ОАО «СО ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Журнал событий счетчика электроэнергии отражает время и дату коррекции времени и фиксирует время до и после коррекции.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (далее по тексту - СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту - АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ-110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная (С-3)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 9722; 9661; 9681 Рег. № 26421-04	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54990; 54987; 54481 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01280121 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10
2	ВЛ-110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная (С-4)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 9680; 9768; 9749 Рег. № 26421-04	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54463; 54849; 54740 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01279845 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ВЛ-110 кВ Зональная - Октябрьская с отпайкой на ПС 110 кВ Научная (С-80)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 9275; 9307; 9305 Рег. № 26421-04	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54990; 54987; 54481 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01279970 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10
4	ВЛ-110 кВ Зональная - Октябрьская с отпайкой на ПС 110 кВ Научная (С-81)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 9989; 9930; 9995 Рег. № 26421-04	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54463; 54849; 54740 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01280165 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10
5	ВЛ-110 кВ Зональная - Левобережная с отпайкой на ТЭЦ-1 (С-82)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 9120; 9690; 9125 Рег. № 26421-04	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54990; 54987; 54481 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01279929 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10
6	ВЛ-110 кВ Зональная - Левобережная с отпайкой на ТЭЦ-1 (С-83)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 9956; 9906; 9934 Рег. № 26421-04	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54463; 54849; 54740 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01280047 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10
7	ВЛ-110 кВ Зональная - Коммунальная (С-84)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 10418; 10370; 10408 Рег. № 26421-04	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54990; 54987; 54481 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01280226 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10
8	ВЛ-110 кВ Зональная - Солнечная (С-85)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 10480; 10442; 10399 Рег. № 26421-04	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54463; 54849; 54740 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01280159 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ-110 кВ Зональная - Предтеченск (С-86)	ТФ3М 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 10432; 10445; 10443 Рег. № 26421-04	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54463; 54849; 54740 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01280164 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10
10	ОВ-110 кВ ПС Зональная	ТФ3М 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 9787; 9824; 9675 Рег. № 26421-04	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54463; 54849; 54740; 54990; 54987; 54481 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01279976 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10
11	ВЛ 110 кВ Зональная - ОЭЗ-1 (С-87)	ТРГ-110 II* кл.т 0,2S Ктт = 500/5 Зав. № 3387; 3388; 3389 Рег. № 26813-06	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54463; 54849; 54740 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01279848 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10
12	ВЛ 110 кВ Зональная - ОЭЗ-1 (С-88)	ТРГ-110 II* кл.т 0,2S Ктт = 500/5 Зав. № 3390; 3391; 3392 Рег. № 26813-06	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 54990; 54987; 54481 Рег. № 26452-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01279907 Рег. № 31857-11	RTU-325T зав. № 008447 Рег. № 44626-10

Примечания:

1 Допускается замена УСПД, измерительных трансформаторов и счетчиков 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 ЕНЭС ПС 220 кВ «Зональная» как его неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 - активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}$, $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$d_5 \%$, $I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$d_{20} \%$, $I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$d_{100} \%$, $I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 - 10 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,9	-	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$
	0,8	-	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
	0,7	-	$\pm 3,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$
	0,5	-	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
11, 12 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,9	$\pm 1,4$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,7	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}$, $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$d_5 \%$, $I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$d_{20} \%$, $I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$d_{100} \%$, $I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 - 10 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	$\pm 6,5$	$\pm 3,6$	$\pm 2,7$
	0,8	-	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$
	0,7	-	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$
	0,5	-	$\pm 2,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
11, 12 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	$\pm 5,7$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,8	$\pm 4,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,7	$\pm 3,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$
	0,5	$\pm 3,2$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$

Примечания:

- Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$;
- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 (50±0,15) от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1(5) до 120 (50±0,4) от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - 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	120000 48 55000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее ИВКЭ: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - при отключении питания, лет, не менее ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 45 5 3,5

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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-III	30
Трансформатор тока	ТРГ-110 II*	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Методика поверки	МП РТ 2237/500-2015	1
Паспорт - формуляр	АУВП.4111711.ФСК.024.02.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП РТ 2237/500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Зональная». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 05.06.2015 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.4111152.018 МП», утвержденному 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.

- для УСПД RTU-325T - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком - по МИ 3000-2006.

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Зональная».

Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 1452/500-01.00229-2015 от 05.06.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Зональная»

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

Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

В части вносимых изменений

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

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: 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. « ____ » _____ 2017 г.