

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1872 от 05.09.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская» (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 330 кВ «Старорусская» ОАО «ФСК ЕЭС».

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:

1-ый 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) в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) RTU-325 (Рег. № 37288-08), коммутационное оборудование;

3-ий 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 «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Северо-Запада (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада) 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 на базе приемника GPS; 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 обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) со встроенным GPS-приемником, обеспечивающим 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 протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с.

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 программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами АИИС КУЭ.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
«АльфаЦЕНТР»	v. 11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	amrserver.exe	MD5
		745dc940a67cfeb3a1b6f5e4b17ab436	amrc.exe	
		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	amra.exe	
		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	cdbora2.dll	
		0939ce05295fbcbba400eeae8d0572c	cryptdll.dll	
		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	alphamess.dll	

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

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

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

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Русса, Л.Старорусская	ТФЗМ 110Б-IV У1 Кт = 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8683; 8590; 8684 Рег. № 26422-04	НКФ110-83У1 Кт = 0,5 Ктт = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 61491; 61459; 61474 Рег. № 1188-84	EA02RAL-P3C- 4 Кт = 0,2S/0,5 Зав. № 01047609 Рег. № 16666-97	RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08
2	ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Шимск с отпайками на ПС Вороново, Солобко, Коростынь, Л.Шимская-1	ТФЗМ 110Б-IV Кт = 0,2 Ктт = 1000/1 Зав.№ 8682 Зав.№ 8612 Зав.№ 11322 Рег. № 26422-04	НКФ110-83У1 Кт = 0,5 Ктт = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 61483; 61486; 61480 Рег. № 1188-84	EA02RAL-P3C- 4 Кт = 0,2S/0,5 Зав. № 01047612 Рег. № 16666-97	RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08
3	ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Медниково, Л.Медниковская	ТФЗМ 110Б-IV У1 Кт = 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8659; 8632; 8644 Рег. № 26422-04	НКФ110-83У1 Кт = 0,5 Ктт = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 61483; 61486; 61480 Рег. № 1188-84	EA02RAL-P3C- 4 Кт = 0,2S/0,5 Зав. № 01050160 Рег. № 16666-97	RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08
4	ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Пола - Старорусская с отпайкой на ПС Парфино, Л.Парфинская-1	ТФЗМ 110Б-IV У1 Кт = 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8608; 8653; 8669 Рег. № 26422-04	НКФ110-83У1 Кт = 0,5 Ктт = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 61491; 61459; 61474 Рег. № 1188-84	EA02RAL-P4B- 4 Кт = 0,2S/0,5 Зав. № 01100390 Рег. № 16666-97	RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Залучье, Л.Залучская-1	ТФ3М 110Б-IV У1 Кт = 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8692; 8680; 8676 Рег. № 26422-04	НКФ110-83У1 Кт = 0,5 Ктт = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 61491; 61459; 61474 Рег. № 1188-84	EA02RAL-P4B- 4 Кт = 0,2S/0,5 Зав. № 01100392 Рег. № 16666- 97	RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08
6	ПС 330 кВ «Старорусская», ОРУ 110 кВ ОВ-110 кВ	ТФ3М 110Б-IV У1 Кт = 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8679; 8633; 8642 Рег. № 26422-04	НКФ110-83У1 Кт = 0,5 Ктт = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Зав. № 61483; 61486; 61480 Рег. № 1188-84	EA02RAL-P3C- 4 Кт = 0,2S/0,5 Зав. № 01050158 Рег. № 16666- 97	RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08
7	ПС 330 кВ «Старорусская», ЗРУ 10 кВ TCH-4 0,4 кВ	ТШ-0,66 Кт = 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 29803; 73882; 45279 Рег. № 22657-02	-	EA02RAL- P4B-4 Кт = 0,2S/0,5 Зав. № 01126580 Рег. № 16666- 97	RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288- 08
8	ПС 330 кВ «Старорусская», ЗРУ 10 кВ TCH-1 0,4 кВ	T-0,66 Кт = 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 46610; 86451; 86450 Рег. № 22656-02	-	EA02RAL- P4B-4 Кт = 0,2S/0,5 Зав. № 01126672 Рег. № 16666- 97	RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288- 08

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 330 кВ «Старорусская» как его неотъемлемая часть.
2. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		d _{1(2)%} ,	d _{5 %} ,	d _{20 %} ,	d _{100 %} ,
		I ₁₍₂₎ ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{5%} ≤ I _{изм} < I _{20%}	I _{20%} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100%} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1 – 3, 6 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; TH 0,5)	1,0	-	±1,1	±0,8	±0,7
	0,9	-	±1,2	±0,9	±0,8
	0,8	-	±1,4	±1,0	±0,9
	0,7	-	±1,6	±1,1	±1,0
	0,5	-	±2,3	±1,6	±1,4
4 – 5 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2; TH 0,5)	1,0	-	±1,2	±0,9	±0,9
	0,9	-	±1,3	±1,0	±0,9
	0,8	-	±1,5	±1,1	±1,0
	0,7	-	±1,8	±1,3	±1,2
	0,5	-	±2,5	±1,7	±1,5
7 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	±1,7	±1,0	±0,8
	0,9	-	±2,3	±1,2	±0,9
	0,8	-	±2,8	±1,5	±1,1
	0,7	-	±3,5	±1,8	±1,3
	0,5	-	±5,4	±2,7	±1,9
8 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	±1,7	±0,9	±0,6
	0,9	-	±2,2	±1,1	±0,8
	0,8	-	±2,7	±1,4	±0,9
	0,7	-	±3,4	±1,7	±1,2
	0,5	-	±5,3	±2,6	±1,8
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		d _{1(2)%} ,	d _{5 %} ,	d _{20 %} ,	d _{100 %} ,
		I ₁₍₂₎ ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{5%} ≤ I _{изм} < I _{20%}	I _{20%} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100%} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1 – 3, 6 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; TH 0,5)	0,9	-	±2,8	±1,9	±1,7
	0,8	-	±2,0	±1,4	±1,3
	0,7	-	±1,7	±1,2	±1,1
	0,5	-	±1,4	±1,0	±0,9
4 – 5 (Сч. 1,0; ТТ 0,2; TH 0,5)	0,9	-	±3,3	±2,2	±2,0
	0,8	-	±2,5	±1,7	±1,6
	0,7	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,5	-	±1,9	±1,4	±1,3
7 (Сч. 1,0; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,3	±2,3
	0,8	-	±4,5	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,8	±1,6	±1,3
8 (Сч. 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,2	±3,1	±2,1
	0,8	-	±4,3	±2,2	±1,5
	0,7	-	±3,4	±1,7	±1,2
	0,5	-	±2,5	±1,3	±1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20}\%$,	$d_{100}\%$,
		$I_{1(2)} \cdot \mathbf{I}_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \cdot \mathbf{I}_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \cdot \mathbf{I}_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \cdot \mathbf{I}_{изм} \cdot \mathbf{I}_{120\%}$
1 – 3, 6 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; TH 0,5)	1,0	-	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$
	0,9	-	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	-	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,7	-	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$
	0,5	-	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
4 – 5 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2; TH 0,5)	1,0	-	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,9	-	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
	0,8	-	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,7	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$
	0,5	-	$\pm 2,9$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$
7 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$
	0,9	-	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
	0,8	-	$\pm 3,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$
	0,7	-	$\pm 3,7$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$
	0,5	-	$\pm 5,6$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
8 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	$\pm 1,8$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$
	0,9	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,8	-	$\pm 2,8$	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$
	0,7	-	$\pm 3,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$
	0,5	-	$\pm 5,3$	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20}\%$,	$d_{100}\%$,
		$I_{1(2)} \cdot \mathbf{I}_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \cdot \mathbf{I}_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \cdot \mathbf{I}_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \cdot \mathbf{I}_{изм} \cdot \mathbf{I}_{120\%}$
1 – 3, 6 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; TH 0,5)	0,9	-	$\pm 3,1$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,8	-	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
	0,7	-	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$
	0,5	-	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$
4 – 5 (Сч. 1,0; ТТ 0,2; TH 0,5)	0,9	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,8$	$\pm 2,5$
	0,8	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$
	0,7	-	$\pm 3,1$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
	0,5	-	$\pm 2,8$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$
7 (Сч. 1,0; ТТ 0,5)	0,9	-	$\pm 7,0$	$\pm 3,7$	$\pm 2,8$
	0,8	-	$\pm 5,1$	$\pm 2,9$	$\pm 2,3$
	0,7	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$
	0,5	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
8 (Сч. 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	$\pm 6,4$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$
	0,8	-	$\pm 4,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$
	0,7	-	$\pm 3,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$
	0,5	-	$\pm 2,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$

Примечания:

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - 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 $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - 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 -30 до +35 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИС 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	50000 48 100000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее ИВК: - 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	45 5 45 3

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 времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИС КУЭ

Наименование СИ	Тип	Кол-во, шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б	17
Трансформатор тока	ТФНД-110М	1
Трансформатор тока	ТШ-0,66	3
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EA02RAL-P3C-4	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EA02RAL-P4B-4	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Методика поверки	1749/500-2013	1
Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.020.09.ПС-ФО	1

Проверка

осуществляется по документу МП 1749/500-2013 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17.09.2013 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 УСПД RTU-325 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU -325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- для счетчиков ЕвроАЛЬФА – по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003г.;
- 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 330 кВ «Старорусская». Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/078-2013 от 17.09.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская»

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»)

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

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний
средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 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.