

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Комсомольская» (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 «Комсомольская» 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) по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (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 Урала не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналобразующую 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 двух выделенных наземных цифровых каналов (основной и резервный каналы).

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (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 Урала происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (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 системой обеспечения единого времени (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  $\pm 1$  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  $\pm 1$  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  $\pm 2$  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  $\pm 5$  с/сут.

### **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 соответствует уровню «высокий» согласно 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 Комсомольская - Арлень	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 5420; 5256; 5430 Госреестр № 29255-05	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 41415; 50908; 54058 Госреестр № 1188-84	EPQS111.08.07.LL кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 202091 Госреестр № 25971-03	ЭКОМ-3000 зав. № 10144842 Госреестр № 17049-09
2	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Башмаково I цепь	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 5456; 5439; 5437 Госреестр № 29255-05	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 41415; 50908; 54058 Госреестр № 1188-84	EPQS111.08.07.LL кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 201905 Госреестр № 25971-03	ЭКОМ-3000 зав. № 10144842 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Башмаково II цепь	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 5457; 5454; 5435 Госреестр № 29255-05	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1514; 1438; 1401 Госреестр № 14205-94	EPQS111.08.07.LL кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 202092 Госреестр № 25971-03	ЭКОМ-3000 зав. № 10144842 Госреестр № 17049-09
4	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Кыква №1	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 5423; 5455; 5460 Госреестр № 29255-05	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 41415; 50908; 54058 Госреестр № 1188-84	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471721 Госреестр № 25971-03	ЭКОМ-3000 зав. № 10144842 Госреестр № 17049-09
5	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Кыква №2	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 5255; 5128; 5165 Госреестр № 29255-05	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1514; 1438; 1401 Госреестр № 14205-94	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 577229 Госреестр № 25971-03	ЭКОМ-3000 зав. № 10144842 Госреестр № 17049-09
6	ВЛ 110 кВ Комсомольская - Мирная I цепь	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 400/5 Зав. № 6999-А; 6999-В; 6999-С Госреестр № 3189-72	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 41415; 50908; 54058 Госреестр № 1188-84	EPQS111.08.07.LL кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 202090 Госреестр № 25971-03	ЭКОМ-3000 зав. № 10144842 Госреестр № 17049-09
7	ВЛ 110 кВ Комсомольская - Мирная II цепь	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 400/5 Зав. № 5464; 5445; 5424 Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1514; 1438; 1401 Госреестр № 14205-94	EPQS111.08.07.LL кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 201907 Госреестр № 25971-03	ЭКОМ-3000 зав. № 10144842 Госреестр № 17049-09
8	ОВМ-110 кВ	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 5444; 5441; 5447 Госреестр № 29255-05	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 41415; 50908; 54058 Госреестр № 1188-84	EPQS111.08.07.LL кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 202086 Госреестр № 25971-03	ЭКОМ-3000 зав. № 10144842 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	фидер 10 кВ №1	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 400/5 Зав. № 03101; 01316 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000/100 Зав. № 0405 Госреестр № 831-69	ZMD402CT41.0457 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 50761044 Госреестр № 53319-13	ЭКОМ-3000 зав. № 10144842 Госреестр № 17049-09
10	ТСН-3-0,4 кВ (ТП-71-0,4кВ)	Т-0,66 У3 кл.т 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 Зав. № 59304-А; 59304-В; 59304-С Госреестр № 19956-00	-	ZMD402CT41.0457 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 50761046 Госреестр № 53319-13	ЭКОМ-3000 зав. № 10144842 Госреестр № 17049-09

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 <sub>5</sub> %,	d <sub>20</sub> %,	d <sub>100</sub> %,
		I <sub>5</sub> % £ I <sub>изм</sub> < I <sub>20</sub> %	I <sub>20</sub> % £ I <sub>изм</sub> < I <sub>100</sub> %	I <sub>100</sub> % £ I <sub>изм</sub> £ I <sub>120</sub> %
1	2	3	4	5
1 – 3, 8 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	±5,7	±3,3	±2,6
4, 5, 9 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3
6, 7 (Сч. 0,5S; ТТ 3; ТН 0,5)	1,0	-	-	±3,6
	0,9	-	-	±4,6
	0,8	-	-	±5,6
	0,7	-	-	±6,9
	0,5	-	-	±10,7
10 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	±1,8	±1,0	±0,8
	0,9	±2,2	±1,2	±1,0
	0,8	±2,8	±1,5	±1,1
	0,7	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	±5,3	±2,7	±1,9

Продолжение таблицы 3

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

Примечания:

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

2 Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от  $0,99 \cdot U_n$  до  $1,01 \cdot U_n$ ;
- диапазон силы тока - от  $0,01 \cdot I_n$  до  $I_{nr1}$  (таблица 10 ГОСТ 7746-2001);
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до 50 °С; счетчиков - от 18 до 25 °С; УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;
- частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц.

3 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от  $0,9 \cdot U_{n1}$  до  $1,1 \cdot U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока - от  $0,01 \cdot I_{n1}$  до  $I_{nr1}$  (таблица 10 ГОСТ 7746-2001);
- частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - для ТТ по ГОСТ 7746-2001; для ТН по ГОСТ 1983-2001.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от  $0,8 \cdot U_{н2}$  до  $1,15 \cdot U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - от  $0,01 \cdot I_{н2}$  до  $1,2 \cdot I_{н2}$ ;  $2 \cdot I_{н2}$  (в зависимости от типа и модификации счетчика).

- частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

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

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;

- счетчики электроэнергии EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- счетчики электроэнергии ZMD – среднее время наработки до отказа 220000 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 75 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;

- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет.

- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

### 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 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1 Трансформатор тока	ТВ-110	18
2 Трансформатор тока	ТВ-110/20	6
3 Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
4 Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3
5 Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3
6 Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3
7 Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
8 Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS111.08.07.LL	6
9 Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS111.21.18.LL	2
10 Счетчик электрической энергии многофункциональный	ZMD402СТ41.0457	2
11 Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
12 Методика поверки	МП РТ 2244/500-2015	1
13 Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.034.09.ИН.ПС-ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП РТ 2244/500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Комсомольская». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 11.06.2015 г.

Перечень основных средств 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 EPQS - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002»;
- для счетчиков электроэнергии ZMD – по документу МР000030110 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные ZMD и ZFD. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2013 г.;
- для УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с методикой «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 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.

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

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

Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 1456/500-01.00229-2015 от 10.06.2015 г.

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

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. 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

Тел.: +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

Тел.: +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

Тел.: +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.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С. С. Голубев

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.