

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Нефтепровод

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Нефтепровод ПАО «ФСК 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.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации из счетчиков с периодичностью 1 раз в 30 мин, УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии и в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью не хуже ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО 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 АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220/110/10 кВ "Нефтепровод", ОРУ-110 кВ, 1 СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Нефтепровод - АНПС-5А	ф. А, В, С: ТРГ-110 кл.т 0,2S Ктт = 750/5 рег. № 49201-12	1 СШ, ф. А, В, С: UTD 123 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23748-02	EPQS 111.23.27.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
2	ПС 220/110/10 кВ "Нефтепровод", ОРУ-110 кВ, 1 СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ 730	ф. А, В, С: ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52261-12	1 СШ, ф. А, В, С: UTD 123 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23748-02	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
3	ПС 220/110/10 кВ "Нефтепровод", 2 СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ 731	ф. А, В, С: ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52261-12	2 СШ, ф. А, В, С: UTD 123 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23748-02	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
4	ПС 220/110/10 кВ "Нефтепровод", ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ, ОМВ-110 кВ	ф. А, В, С: ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52261-12	1 СШ, ф. А, В, С: UTD 123 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23748-02 2 СШ, ф. А, В, С: UTD 123 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23748-02	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ПС 220/110/10 кВ "Нефтепровод", ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.23, фидер 10 кВ № 23	ф. А, С: ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 32139-06	1 СШ, ф. А, В, С: НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 220/110/10 кВ "Нефтепровод", ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.24, фидер 10 кВ № 24	ф. А, С: ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 32139-06	2 СШ, ф. А, В, С: НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
7	ПС 220/110/10 кВ "Нефтепровод", ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.17, фидер 10 кВ № 17	ф. А, С: ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 7069-79	1 СШ, ф. А, В, С: НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ПС 220/110/10 кВ "Нефтепровод", 3 РУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.16, фидер 10 кВ № 16	ф. А, С: ТЛО-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 25433-03	2 СШ, ф. А, В, С: НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ПС 220/110/10 кВ "Нефтепровод", ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.12, фидер 10 кВ № 12	ф. А, С: ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	2 СШ, ф. А, В, С: НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	ПС 220/110/10 кВ "Нефтепровод", ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.21, фидер 10 кВ № 21	ф. А, С: ТОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-79	1 СШ, ф. А, В, С: НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%}	δ _{5%}	δ _{20%}	δ _{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	2	3	4	5	6
1 - 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,0	±0,6	±0,5	±0,5
	0,9	±1,0	±0,7	±0,5	±0,5
	0,8	±1,1	±0,8	±0,6	±0,6
	0,7	±1,3	±0,9	±0,7	±0,7
	0,5	±1,8	±1,3	±0,9	±0,9
5, 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±4,8	±3,0	±2,2	±2,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7 - 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%,}	δ _{5%,}	δ _{20%,}	δ _{100%,}
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,3	±1,7	±1,3	±1,3
	0,8	±1,8	±1,4	±1,0	±1,0
	0,7	±1,6	±1,2	±0,9	±0,9
	0,5	±1,5	±0,9	±0,8	±0,8
5, 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±5,7	±3,6	±2,6	±2,6
	0,8	±4,0	±2,5	±1,9	±1,9
	0,7	±3,2	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±2,4	±1,5	±1,2	±1,2
7 - 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,4	±3,5	±2,6
	0,8	-	±4,4	±2,4	±1,9
	0,7	-	±3,5	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,5	±1,5	±1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%,}	δ _{5%,}	δ _{20%,}	δ _{100%,}
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,4	±1,1	±1,1
5, 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7 - 10 (Счетчик 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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{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 - 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,7	±2,2	±1,9	±1,9
	0,8	±2,2	±1,9	±1,6	±1,6
	0,7	±2,1	±1,7	±1,5	±1,5
	0,5	±1,9	±1,5	±1,4	±1,4
5, 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±5,8	±3,8	±3,0	±3,0
	0,8	±4,2	±2,9	±2,3	±2,3
	0,7	±3,4	±2,4	±2,0	±2,0
	0,5	±2,7	±2,0	±1,7	±1,7
7 - 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,6	±3,8	±3,0
	0,8	-	±4,6	±2,8	±2,3
	0,7	-	±3,7	±2,3	±2,0
	0,5	-	±2,8	±1,9	±1,7
Пределы допустимой погрешности СОЕВ, с				±5	

Примечания:

1 Погрешность измерений электрической энергии δ_{1(2)%P} и δ_{1(2)%Q} для cosφ=1,0 нормируется от I_{1%}, погрешность измерений δ_{1(2)%P} и δ_{1(2)%Q} для cosφ<1,0 нормируется от I_{2%}.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающего воздуха, °С: - для счетчиков активной энергии: - для счетчиков реактивной энергии:</p>	<p>от 99 до 101 от 1 (5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 1 (5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее</p>	<p>70000 72 55000</p>
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сутки, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 3 3,5</p>

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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТРГ-110	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	9
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	2
Трансформатор напряжения	UTD 123	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.23.27.LL	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.21.18LL	9
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1
Методика поверки	РТ-МП-5103-500-2017	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.045.08ФО	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5103-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Нефтепровод. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 17.01.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22029-10;

- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- термогигрометр ИВА-6, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46434-11.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Нефтепровод».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Нефтепровод

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 «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС» (ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС»)

ИНН 7704765961

Адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д.27, стр.1

Телефон: +7 (495) 221-75-60

Заявитель

Филиал Общества с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» в г. Москве (Филиал ООО УК «РусЭнергоМир» в г. Москве)

Адрес: 123557, г. Москва, ул. Пресненский вал, д. 14, 3 этаж

Телефон: +7 (499) 750-04-06

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве»

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.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.