

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1280 от 09.09.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (4-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (4-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе «Комплекса аппаратно-программного для автоматизации учета энергоресурсов «ТЕЛЕСКОП+» (Госреестр № 19393-07), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точки учета (далее по тексту – ИВК ТУ), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – Счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) ТК16L (Госреестр № 36643-07), систему обеспечения единого времени (СОЕВ) с GPS-приемником, входящим в состав УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) HP Proliant ML370 с установленным серверным программным обеспечением (далее по тексту – ПО) «Телескоп+», а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Устройства 2-го и 3-го уровня АИИС КУЭ (ТК16L, HP Proliant ML370) входят в состав Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «РН-Юганскнефтегаз» (Госреестр № 35546-07).

Вспомогательное оборудование – автоматизированное рабочее место оператора (далее по тексту – АРМ) с установленным клиентским ПО «Телескоп+», монитор, комплект устройств интерактивного ввода-вывода.

С помощью WEB интерфейса архитектуры Ethernet и сетевого оборудования сервер ИВК, АРМ оператора АИИС и УСПД уровня ИВКЭ включены в локальную вычислительную сеть (ЛВС) ООО «РН-Юганскнефтегаз».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- предоставление дистанционного доступа к результатам измерений по запросу Коммерческого оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков и УСПД в базу данных ИВК.

Принцип действия:

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.

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). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию часов устройств АИИС КУЭ. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. Сигналы точного времени формируются источником точного времени – GPS-приемником, присоединенным к УСПД. Коррекция отклонений встроенных часов счетчика и сервера осуществляется при помощи синхронизации часов устройств с единым временем, поддерживаемым часами УСПД.

Сличение часов счетчика и сервера с временем часов УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более $\pm 1,0$ с.

Факты коррекции шкал времени часов компонентов АИИС КУЭ регистрируются в журналах событий счетчика, УСПД, сервера.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение MS Windows Server 2000, СУБД MS SQL Server 2000 Standard Edition, ПО «Телескоп+». В состав ПО «Телескоп+» входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Идентификационное наименование ПО	Сервер сбора данных
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	f851b28a924da7cde6a57e b2ba15af0c	cda718bc6d123b63a8822a b86c2751ca
Другие идентификационные данные	SERVER_MZ4.dll	Reports2.exe

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

ПО «Телескоп+» не влияет на метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 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 ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 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
439	ОРУ-35 кВ ПС 110/35/6кВ "Асомкинская" ВЛ-35 кВ Сигней-1	ТФЗМ 35А-ХЛ1 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Госреестр № 26418-08	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Госреестр № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	ТК16L Госреестр № 36643-07
440	ОРУ-35 кВ ПС 110/35/6кВ "Асомкинская" ВЛ-35 кВ Сигней-2	ТФЗМ 35А-У1 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Госреестр № 26417-06 ТФЗМ 35А-ХЛ1 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Госреестр № 26418-08	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Госреестр № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
69	ПС 110/35/6кВ "Малобалыкская", ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Малобалыкская-1	ТВЭ-35УХЛ2 кл.т 0,2 Ктт = 600/6 Госреестр № 13158-04	GEF 40.5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Госреестр № 30373-10	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 31857-11	ТК16L Госреестр № 36643-07
70	ПС 110/35/6кВ "Малобалыкская", ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Малобалыкская-2	ТВЭ-35УХЛ2 кл.т 0,2 Ктт = 600/6 Госреестр № 13158-04	GEF 40.5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Госреестр № 30373-10	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 31857-11	
441	ПС "Малобалыкская" 110/35/6 кВ ОРУ-35кВ СШ1 ВЛ-35 кВ Путь-1	ТВЭ-35УХЛ2 кл.т 0,2 Ктт = 600/6 Госреестр № 13158-04	GEF 40.5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Госреестр № 30373-10	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 31857-11	
442	ПС "Малобалыкская" 110/35/6 кВ ОРУ-35кВ СШ2 ВЛ-35 кВ Путь-2	ТВЭ-35УХЛ2 кл.т 0,2 Ктт = 600/6 Госреестр № 13158-04	GEF 40.5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Госреестр № 30373-10	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 31857-11	
443	ПП 110 кВ "Меркурий" ОПУ-110кВ СШ1 ВЛ-110 кВ Парфеновская-1	ТВГ-110 кл.т 0,2S Ктт = 500/5 Госреестр № 22440-07	ЗНГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Госреестр № 41794-09	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 31857-11	
444	ПП 110 кВ "Меркурий" ОПУ-110кВ СШ2 ВЛ-110 кВ Парфеновская-2	ТВГ-110 кл.т 0,2S Ктт = 500/5 Госреестр № 22440-07	ЗНГ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Госреестр № 41794-09	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 31857-11	
445	ПС №152 35/6кВ ВЛ-6 кВ Ф.15215, оп.№29/4 (СЯ-6 ф.15215-15207)	IMZ кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Госреестр № 16048-04	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Госреестр № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02 кл.т 0,5/1,0 Госреестр № 20175-01	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Границы интервалов допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
69, 70, 441, 442 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	±1,2	±1,0	±0,9
	0,9	-	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	-	±1,5	±1,1	±1,1
	0,7	-	±1,7	±1,3	±1,2
	0,5	-	±2,4	±1,7	±1,6
443, 444 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1
445 (Счетчик 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
439, 440 (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 ИИК	cosφ	Границы интервалов относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
69, 70, 441, 442 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±1,8	±1,3	±1,1
	0,7	-	±1,5	±1,1	±1,0
	0,5	-	±1,2	±0,9	±0,8
443, 444 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±0,9	±0,7	±0,7
	0,7	±1,3	±0,8	±0,6	±0,6
	0,5	±1,1	±0,6	±0,5	±0,5
445 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,4	±5,2	±4,2
	0,8	-	±5,7	±4,1	±3,8
	0,7	-	±5,0	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,4	±3,5	±3,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
439, 440 (Счетчик 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

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИИК 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 $1,2 \cdot I_n$;
- 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;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

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 $1,2 \cdot I_{n1}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 30 до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{n2}$ до $1,1 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $1,2 \cdot I_{n2}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

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 ИИК, 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 СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;

- счетчики электроэнергии Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов, среднее время восстановления работоспособности один 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;
- 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 шкалы времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 40 лет;
- счетчики электроэнергии Альфа А1800 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 30 лет;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 40 лет;
- УСПД – хранение данных 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 35 суток; при отключении питания – не менее 3 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 СИ	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-ХЛ1	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-У1	1

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Трансформатор тока	ТВЭ-35УХЛ2	12
Трансформатор тока	ТВГ-110	6
Трансформатор тока	IMZ	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	GEF 40.5	6
Трансформатор напряжения элегазовый	ЗНГ	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа 1800	6
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	1
Комплекс аппаратно-программный для автоматизации учета энергоресурсов	ПО "Телескоп+"	1
УСПД	TK16L	5
Методика поверки	1892/550-2014	1
Паспорт – формуляр	A212331.42 2231.1196.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1892/550-2014 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (4-я очередь). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в июле 2014 г. Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

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/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счётчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 4 декабря 2007 г.;
- для счётчиков Альфа 1800 – по методике поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- для счётчиков СЭТ-4ТМ.02 – по методике поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- для УСПД TK16L – по документу «Устройство сбора и передачи данных TK16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки» АВБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в декабре 2007 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1347/550-01.00229-2014 от 21.02.2014 года.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (4-я очередь)

ГОСТ 22261-94 с изм. 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

ООО «РН-Энерго»

ИНН 7706525041

Юридический адрес: 11907, г. Москва, ул. Малая Калужская, д.19.

Тел.: (495) 777-47-42

Заявитель

ООО «Агентство энергетических решений»

Юридический адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский вал, д.7Г, стр.5

Тел.: (499) 681-15-52

Испытательный центр

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

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

Телефон: (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. «_____» _____ 2016 г.