

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июля 2021 г. № 1468

Регистрационный № 82340-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Волжское ЛПУ МГ КС-22 «Помары»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Волжское ЛПУ МГ КС-22 «Помары» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;

– средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.
- дистанционный доступ к компонентам АИИС

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);

– посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ Восток, ЗРУ-10 кВ Уренгой-Центр-1, 1 СШ 10 кВ, яч. 1.8, ввод 1 10 кВ Т-1	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
2	ПС 220 кВ Восток, ЗРУ-10 кВ Уренгой-Центр-1, 2 СШ 10 кВ, яч. 2.5, ввод 2 10 кВ Т-2	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
3	ПС 220 кВ Восток, ЗРУ-10 кВ Уренгой-Центр-1, 3 СШ 10 кВ, яч. 3.4, ввод 3 10 кВ Т-1	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
4	ПС 220 кВ Восток, ЗРУ-10 кВ Уренгой-Центр-1, 4 СШ 10 кВ, яч. 4.3, ввод 4 10 кВ Т-2	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
5	ПС 220 кВ Восток, ЗРУ-10 кВ Уренгой-Центр-2, 1 СШ 10 кВ, яч. 1.8, ввод 1 10 кВ Т-3	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
6	ПС 220 кВ Восток, ЗРУ-10 кВ Уренгой-Центр-2, 2 СШ 10 кВ, яч. 2.3, ввод 2 10 кВ Т-4	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
7	ПС 220 кВ Восток, ЗРУ-10 кВ Уренгой-Центр-2, 3 СШ 10 кВ, яч. 3.4, ввод 3 10 кВ Т-3	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 220 кВ Восток, ЗРУ-10 кВ Уренгой-Центр-2 4 СШ 10 кВ, яч. 4.3, ввод 4 10 кВ Т-4	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
9	ПС 220 кВ Заря, ЗРУ-10 кВ Елец-1 КС-22, 1 СШ 10 кВ, яч. 1.8, ввод 1 10 кВ Т-5	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
10	ПС 220 кВ Заря, ЗРУ-10 кВ Елец-1 КС-22, 2 СШ 10 кВ, яч. 2.4, ввод 2 10 кВ Т-6	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
11	ПС 220 кВ Заря, ЗРУ-10 кВ Елец-1 КС-22, 3 СШ 10 кВ, яч. 3.4, ввод 3 10 кВ Т-5	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
12	ПС 220 кВ Заря, ЗРУ-10 кВ Елец-1 КС-22, 4 СШ 10 кВ, яч. 4.3, ввод 4 10 кВ Т-6	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
13	ПС 220 кВ Заря, ЗРУ-10 кВ Елец-2 КС-22, 1 СШ 10 кВ, яч. 2, ввод 1 10 кВ Т-3	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 30709-06	VRQ 3n/S2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
14	ПС 220 кВ Заря, ЗРУ-10 кВ Елец-2 КС-22, 2 СШ 10 кВ, яч. 13, ввод 2 10 кВ Т-4	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 30709-06	VRQ 3n/S2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
15	ПС 220 кВ Заря, ЗРУ-10 кВ Елец-2 КС-22, 3 СШ 10 кВ, яч. 29, ввод 3 10 кВ Т-3	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 30709-06	VRQ 3n/S2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 220 кВ Заря, ЗРУ-10 кВ Елец-2 КС-22, 4 СШ 10 кВ, яч. 17, ввод 4 10 кВ Т-4	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 30709-06	VRQ 3n/S2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
5. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %
1 - 16	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
1 - 16	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

- I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;
- I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;
- I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;
- I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;
- I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;
- $I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;
- $\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;
- $\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;
- δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
- δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	16
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на Сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра МРЕК.411711.097 .ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Волжское ЛПУ МГ КС-22 «Помары». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	24
Трансформаторы тока	ТЛП-10	12
Трансформаторы напряжения	VRQ 3n/S2	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	36
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	16
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород" Волжское ЛПУ МГ КС-22 "Помары". Формуляр	МРЕК.411711.097.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород" Волжское ЛПУ МГ КС-22 "Помары". Методика поверки	МП-335-RA.RU.310556-2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Волжское ЛПУ МГ КС-22 «Помары»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Волжское ЛПУ МГ КС-22 «Помары»
ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

