

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА

Приложение к свидетельству
№ 41598 об утверждении типа
средств измерений

СОГЛАСОВАНО



Руководитель ФЦМ СИ ООО «Испытательный
центр «Энерготестконтроль»

В.Б. Минц

08 октября 2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС "Инмарко" (АИИС КУЭ ПС "Инмарко")	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 45921-10
---	---

Изготовлена ОАО «Инвестиционная Энергетическая Компания» (ОАО «ИЭК»), г. Москва, для коммерческого учёта электроэнергии на объектах ПС «Инмарко» (г. Тула) по проектной документации КПНГ 411713.115 ЗАО "Энерготестконтроль", заводской № 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС "Инмарко" (далее АИИС КУЭ ПС "Инмарко") предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной/потреблённой за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Областью применения данной автоматизированной информационно-измерительной системы является коммерческий учёт электроэнергии на ПС "Инмарко" (г. Тула).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС "Инмарко" решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учёта (30 минут);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищённости от потери информации (резервирование баз данных) от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений;
- 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 ПС "Инмарко";
- конфигурирование и настройка АИИС КУЭ ПС "Инмарко";
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ПС "Инмарко" (коррекция времени).

АИИС КУЭ ПС "Инмарко" включает в себя следующие уровни:

1-й уровень (ИИК):

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001;
- multifunctional счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03.08М активной и реактивной энергии класса точности 0,2S/0,5 в соответствии с ГОСТ 26035-83 для реактивной энергии, ГОСТ 52323-2005 для активной энергии.

Установлены на объектах, указанных в таблице 1 (12 точек измерения).

2-й уровень (ИВКЭ):

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-325L-E2-512-M2-B2, установленное в шкафу ИВКЭ помещения ОПУ – 1 шт.

3-й уровень (ИВК) размещается в помещении центра сбора и обработки информации (ЦСОИ) и включает в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ ПС "Инмарко" с программным обеспечением (ПО) «Альфа Центр», а также систему обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе УССВ-16HVS.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление количества электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчётных документов. Информация автоматически передаётся заинтересованным субъектам в формате XML по электронной почте на основании соглашений об информационном обмене.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на выходы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, её накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), отображение по подключенным к УСПД устройствам. ИВК обеспечивает возможность передачи информации в ОАО "Тулэнерго", ОАО «АТС», Тульское РДУ; по коммутируемым каналам связи с использованием сотового терминала MC-35 Siemens.

АИИС КУЭ ПС "Инмарко" оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приёмник сигналов точного времени от спутников

глобальной системы позиционирования УССВ-16HVS (на базе GPS 16-HVS). Время УСПД синхронизировано со временем УССВ-16HVS, сличение ежечасное, погрешность синхронизации не более ± 20 мс. Сличение времени сервера со временем УСПД осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени выполняется при достижении расхождения времени сервера и УСПД величины ± 2 с. Сличение времени счётчиков со временем УСПД осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени счётчиков производится при достижении расхождения с временем УСПД ± 1 с. Абсолютная погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

№ № И К	Наименование присоединения	Состав измерительного канала			Вид электро- энергии	Основная Погреш- ность %
		ТТ	ТН	Счётчик		
1	ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ QT 1G	SB 0,8 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. №: 09029490 09029488 09029489	SU 170 S (110:√3)/(0,1:√3) Кл. т. 0,2 Зав. № 10/094 010 10/094 008 10/094 007	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805102229	Активная Реактивная	$\pm 0,5$ $\pm 1,4$
2	ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ QT 2G	SB 0,8 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. №: 09029493 09029491 09029492	SU 170 S (110:√3)/(0,1:√3) Кл. т. 0,2 Зав. № 10/094 006 10/094 009 10/094 011	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805100889	Активная Реактивная	$\pm 0,5$ $\pm 1,4$
3	Щит СН, Ввод ТСН 1	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. №: 044979 09029491 044978	-	СЭТ- 4ТМ.03.08М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804090618	Активная Реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 2,3$
4	Щит СН, Ввод ТСН 2	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. №: 046162 044975 046159	-	СЭТ- 4ТМ.03.08М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804090710	Активная Реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 2,3$
5	ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш., яч.	ТОЛ-10-І- (исп.7)	НОЛ-СЭЩ-10-2 10/0,1	СЭТ- 4ТМ.03М	Активная Реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,9$

№ № И К	Наименование присоединения	Состав измерительного канала			Вид электро- энергии	Основная Погреш- ность %
		ТТ	ТН	Счётчик		
	101	400/5 Кл. т. 0,2S Зав. №: 17013 16871 17011	Кл. т. 0,5 Зав. № 01416-09 01314-09 01313-09	Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808091430		
6	ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш., яч. 102	ТОЛ-10-1 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. №: 17014 17010 16872	НОЛ-СЭЩ-10-2 10/0,1 Кл. т. 0,5 Зав. № 01416-09 01314-09 01313-09	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808090165	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,9
7	ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш., яч. 103	ТОЛ-10-1 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав. №: 51990 51992 51991	НОЛ-СЭЩ-10-2 10/0,5 Кл. т. 0,5 Зав. № 01416-09 01314-09 01313-09	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807091026	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,9
8	ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш., яч. 105	ТОЛ-10-1 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. №: 17008 16870 17006	НОЛ-СЭЩ-10-2 10/0,5 Кл. т. 0,5 Зав. № 01416-09 01314-09 01313-09	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808091405	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,9
9	ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш., яч. 204	ТОЛ-10-1 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. №: 16873 17003 17293	НОЛ-СЭЩ-10-2 10/0,5 Кл. т. 0,5 Зав. № 01435-09 01436-09 01437-09	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808091292	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,9
10	ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш., яч. 205	ТОЛ-10-1 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. №: 16874 17007 16877	НОЛ-СЭЩ-10-2 10/0,5 Кл. т. 0,5 Зав. № 01435-09 01436-09 01437-09	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808091381	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,9
11	ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш., яч. 207	ТОЛ-10-1 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. №: 16875 16878	НОЛ-СЭЩ-10-2 10/0,5 Кл. т. 0,5 Зав. № 01435-09 01436-09	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808091419	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,9

№ № И К	Наименование присоединения	Состав измерительного канала			Вид электро- энергии	Основная Погреш- ность %
		ТТ	ТН	Счётчик		
		16876	01437-09			
12	ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш., яч. 209	ТОЛ-10-1 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав. №: 52047 52046 52048	НОЛ-СЭЩ-10-2 10/0,5 Кл. т. 0,5 Зав. № 01435-09 01436-09 01437-09	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808091335	Активная Реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,9$
СОЕВ			Тип: УССВ-16HVS	Зав. № 001069		± 5 с/сут

Значение погрешности в рабочих условиях приведены в таблицах 2,3.

Таблица 2

Значение погрешности в рабочих условиях при измерении активной электроэнергии

№ п/п	Перечень ИИК	Диапазон значений $\cos \varphi$	Тип нагрузки	Значение модуля границы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электроэнергии при значении рабочего тока в % от номинального первичного тока ТТ, %				
				$1 \leq I_{\text{раб}} < 2$	$2 \leq I_{\text{раб}} < 5$	$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$	$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$	$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1, 2	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	1,8	1,3	1,0	1,0
		$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	1,2	0,8	0,6	0,6
		$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	1,1	0,7	0,6	0,6
		$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	1,0	0,7	0,5	0,6
		$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	1,0	0,6	0,5	0,5
		$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	0,9	0,6	0,5	0,5
		$\cos \varphi = 1$		1,0	0,9	0,6	0,5	0,5
		$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	1,2	0,9	0,7	0,7
2	5...12	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	2,1	1,7	1,5	1,5
		$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	1,3	1,0	0,9	0,9
		$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	1,2	0,9	0,8	0,8
		$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	1,2	0,9	0,8	0,8
		$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	1,1	0,8	0,7	0,8
		$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	1,1	0,8	0,7	0,7
		$\cos \varphi = 1$		1,1	1,0	0,8	0,7	0,7
		$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	1,4	1,1	0,9	0,9
3	3, 4	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	не норм.	5,3	2,7	1,8
		$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	не норм.	2,7	1,4	1,0
		$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	не норм.	2,4	1,2	0,8
		$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	не норм.	2,2	1,1	0,8

		$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	не норм.	1,9	1,0	0,7
		$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	не норм.	1,7	0,9	0,6
		$\cos \varphi = 1$		не норм.	не норм.	1,7	0,9	0,6
		$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	смк.	не норм.	не норм.	2,8	1,4	1,0

Таблица 3

Значение погрешности в рабочих условиях при измерении реактивной электроэнергии

№ п/п	Перечень ИИК	Диапазон значений $\cos \varphi$	Значение модуля границы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электроэнергии при значении рабочего тока в % от номинального первичного тока ТТ, %				
			$1 \leq I_{\text{раб}} < 2$	$2 \leq I_{\text{раб}} < 5$	$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$	$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$	$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1, 2	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	1,9	1,3	1,1	1,1
		$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	2,1	1,4	1,3	1,3
		$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	1,6	1,4	1,4
		$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	2,2	1,9	1,9
		$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.
2	5...12	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	2,1	1,5	1,4	1,4
		$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	2,4	1,8	1,7	1,7
		$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	2,1	1,9	1,9
		$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	2,8	2,6	2,6
		$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.
3	3, 4	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	4,3	2,2	1,6
		$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	5,3	2,8	2,0
		$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	6,2	3,2	2,3
		$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	9,0	4,6	3,2
		$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.

Примечание 1:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02) U_{\text{ном}}$; ток $(1 \div 1,2) I_{\text{ном}}$; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) U_{\text{ном}}$; ток $(0,05 \div 1,2) I_{\text{ном}}$ при трансформаторе тока класса точности 0,5 и ток $(0,01 \div 1,2) I_{\text{ном}}$ при трансформаторе тока класса точности 0,2S, $\cos \varphi = 0,8$ инд.;
 - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40°C до плюс 70°C , для счетчиков от минус 40°C до плюс 60°C ; для сервера от плюс 10°C до плюс 40°C .

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М активной и реактивной энергии класса точности 0,2S/0,5 в соответствии с ГОСТ 26035-83 для реактивной энергии, ГОСТ 52323-2005 для активной энергии;
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Порядок оформления замены измерительных компонентов – в соответствии с МИ 2999-2006 (Приложение Б).

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 24$ часа;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 50\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 1$ часа;
- устройство синхронизации времени УССВ-16HVS– среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 55\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 1$ часа.;
- УСПД - RTU-325L-E2-512-M2-B2 - среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 1$ часа;

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи;

Регистрация событий

- в журнале событий счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;

- в журнале УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в УСПД.

- в журнале сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счётчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер;

Возможность коррекции времени в:

- электросчётчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчётчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 2730 часов, при отключении питания не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений - не менее 3,5 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ПС "Инмарко" (АИИС КУЭ ПС "Инмарко").

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС "Инмарко" определяется проектной документацией КПНГ 411713.115 ЗАО "Энерготестконтроль" (г. Москва). В комплект поставки входит техническая документация на систему и эксплуатационная - на комплектующие изделия.

ПОВЕРКА

Поверка производится в соответствии с разделом «Методика поверки» руководства по эксплуатации КПНГ 411713.115 РЭ «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС "Инмарко" (АИИС КУЭ ПС "Инмарко")», согласованным ГЦИ СИ ООО «ИЦ «Энерготестконтроль» 08.11.10 г.

1. Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-88 или МИ 2845-2003;
2. Средства поверки измерительных трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

3. Средства поверки счётчиков электрической энергии в соответствии с документом - методика поверки ИГЛШ.411152.145 РЭ;
4. Средства поверки УСПД серии RTU 300 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно программных средств для учёта электрической энергии на основе УСПД серии RTU 300. Методика поверки» ДЯИМ.466453.005 МП, утверждён 15.04.2008 г. ФГУП ВНИИМС.
5. Для поверки системы необходим переносный компьютер с ПО и оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы, радиоприемник, принимающий сигналы службы точного времени.

Межповерочный интервал АИИС КУЭ ПС "Инмарко" составляет 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22: 2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 (в части измерения реактивной энергии).

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Техническая документация КПНГ 411713.115 на АИИС КУЭ ПС "Инмарко".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип средства измерения системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС "Инмарко" (АИИС КУЭ ПС "Инмарко"), утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:

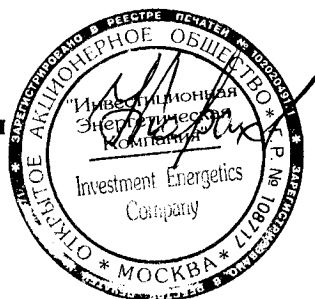
ОАО «Инвестиционная Энергетическая Компания» (ОАО «ИЭК»)

Почтовый адрес: 115583, г. Москва, Каширское шоссе, дом 65

Тел./факс: (495) 984-72-92

ofis@investenergo.com

Генеральный директор ОАО
«Инвестиционная Энергетическая
Компания»



Ю.Н. Парахин