



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 42410

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500/6 кВ "Демьянская"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 0001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Энерготехкомплект", г.Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 46626-11

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 46626-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **07 апреля 2011 г. № 1573**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 000365

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500/6 кВ «Демьянская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 500/6 кВ «Демьянская» (далее - АИИС КУЭ ПС 500/6 кВ «Демьянская») предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ 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 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 в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- 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 (коррекция/синхронизация времени).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, образующие 2 измерительных канала системы по количеству точек учета электроэнергии.

Счетчики электрической энергии обеспечены энергонезависимой памятью для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а так

же запрограммированных параметров.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации времени и коммутационное оборудование.

УСПД типа RTU-325 обеспечивает сбор данных со счетчика, расчет и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в ИВК. Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 35 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базах данных серверов ОАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники ОРЭ.

ИВК состоит из ЦСОД (центр сбора и обработки данных) ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири, а также устройства синхронизации времени, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (ЛВС), разграничения прав доступа к информации и программное обеспечение (ПО) «Альфа Центр».

К серверам ИВК подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключен АРМ персонала.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии. Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 минут.

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

Коммуникационный сервер опроса ИВКЭ ЦСОД МЭС Западной Сибири автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется по основному каналу связи IP сети передачи данных, через коммутатор Ethernet. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных сервера БД ИВК ЦСОД МЭС Западной Сибири. В сервере БД ИВК

ЦСОД МЭС Западной Сибири 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.

Один раз в 30 минут коммуникационный сервер ИВК ЦСОД МЭС Западной Сибири передает информацию с результатами измерений и состоянии средств измерений в ИВК ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» по основному каналу связи – IP сеть передачи данных. При отказе основного канала связи, коммуникационный сервер опроса ИВКЭ автоматически переходит на резервный канал, организованный на базе сети сотовой связи стандарта GSM.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦентр», в формате XML, и автоматически передает его в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и в филиал «СО ЕЭС» - Тюменское РДУ, через IP сеть передачи данных ОАО «ФСК ЕЭС», с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях системы.

Контроль времени в ИИК ПС автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), синхронизация времени выполняется автоматически в случае расхождения времени в счетчике и УСПД на величину более ± 1 секунды.

Синхронизация системного времени УСПД выполняется автоматически, через устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, которое подключается к УСПД по интерфейсу RS-232.

В ИВК ЦСОД МЭС Западной Сибири и ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» также используется устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, которое подключается к коммуникационному серверу по интерфейсу RS-232. Синхронизация системного времени серверов ИВК выполняется автоматически по сигналам УССВ-35HVS на величину более ± 1 секунды.

Таким образом, СОЕВ АИИС КУЭ ПС 500/6 кВ «Демьянская» обеспечивает измерение времени в системе с погрешностью не хуже нормированного значения ± 5 секунд.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Таблица 1. Идентификационные данные ПО установленного в ИВК ЦСОД МЭС Западной Сибири и в ИВК ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС»

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
«АльфаЦентр»	amra.exe	5.05.01.01	d7b2a65b053f7b00965f07e962e0aaee	MD5
	Альфа ЦЕНТР.lnk		9779e562a8958204284b865f2acd09c6	
	Альфа ЦЕНТР Коммуникатор.lnk		9b8ce8b7b7562062f0b8713f3f2f4413	
	Альфа ЦЕНТР Диспетчер заданий.lnk		d24af846591483b84ee5be8b84570126	
	Альфа ЦЕНТР Утилиты.lnk		c0aeecc492367782e2c523b075aabfff0	
	Альфа ЦЕНТР Статус.lnk		70b7d90e520172503b66eb8662dab414	
	Альфа ЦЕНТР Администратор.lnk		40a753f95155fdbf4f64fd19f93efa59	
	Конфигуратор.lnk		48e9434fcb7cf2290145108177672d4b	
	amrserver.exe		a8647df1bf210bfa14395cab0ea24968	
	amrc.exe		c2f76626e3ebb71c647ee6b63a2735ce	
	cdbora2.dll		5d8c1bbb486f5cc2d62004a839d14295	
	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

- ПО внесено в Госреестр СИ РФ в составе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр», № 20481-00;
- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «Альфа-Центр», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа-Центр»;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С».

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Уровень ИВКЭ АИИС КУЭ реализован на базе устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-325 (Госреестр № 19495-03, зав. № 000605) и Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии Альфа-Центр (Госреестр № 20481-00).

Таблица 2. Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала			Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип					Заводской номер	Основная относительная погрешность ИК, ± %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10
1	КЛ-6 кВ КУУН «Демьянский»-1	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТЛ-10	86	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87
			Ктт = 600/5	B	ТЛ-10	84				
			Госреестр № 4346-08	C	ТЛ-10	85				
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	6278				
			Ктн = 6000/100	B						
		Счетчик	Госреестр № 20186-05	C	A1802RAL-P4GB-DW-4	01217014				
			КТ = 0,2S/0,5							
	Ксч = 1									
	Госреестр № 31857-06									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	КЛ-6 кВ КУУН «Демьянский»-2	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТЛ-10	87	7200	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1 % ± 2,3 %	± 4,8 % ± 2,8 %
			Ктт = 600/5	B	ТЛ-10	89					
			Госреестр № 4346-08	C	ТЛ-10	88					
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	6269					
			Ктн = 6000/100	B							
			Госреестр № 20186-05	C							
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5	A1802RAL-P4GB-DW-4		01216983					
			Ксч = 1								
			Госреестр № 31857-06								

Примечания:

1. В Таблице 2 приведены метрологические характеристики ИК для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовых);

2. В Таблице 2 в графе «Основная относительная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности результата измерений ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi = 0,5$) и токе ТТ, равном $I_{ном}$.

3. В Таблице 2 в графе «Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{ном}$.

4. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 \div 1,02)U_{н}$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_{н}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$; ТН- от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$;
- счетчиков: в части активной энергии - от $+21^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$,
в части реактивной энергии - от $+18^{\circ}\text{C}$ до $+22^{\circ}\text{C}$; УСПД - от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

- Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02) \div 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от -30°C до $+35^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление – (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - тока $(0,01 \div 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха - от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+30^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(40-60)$ %;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

- Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+30^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 500/6 кВ «Демьянская» как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 120000 часов; среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

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;

- журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени;

- журнал УСПД:

- параметрирование;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и сервере;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

- выключение и включение сервера;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

- УСПД;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

- пароль на счетчике;

- пароль на УСПД;

- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Класс защиты – С.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 30 лет;

- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;

- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и 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 (АИИС КУЭ) ПС 500/6 кВ «Демьянская».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПС 500/6 кВ «Демьянская» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 500/6 кВ «Демьянская» представлена в таблице 4.

Таблица 4. Комплектность АИИС КУЭ ПС 500/6 кВ «Демьянская»

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформатор тока	6
Трансформатор напряжения	2
Счетчик электрической энергии	2
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	1
УССВ-35HVS	3
ИВК ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС»	1
ИВК ЦСОД МЭС Западной Сибири	1
Методика поверки	1
Формуляр	1

Поверка осуществляется

по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500/6 кВ «Демьянская». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованной с ВНИИМС марте 2011 года.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- Счетчик Альфа А1800 – в соответствии с документом мп-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД RTU-300 – по документу «Комплексы программно-аппаратных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе П5000766-С40054-АЭС2 ИЭ «Инструкция по эксплуатации комплекса технических средств (КТС) системы автоматизированной

информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС 500/6 кВ «Демьянская» филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 500/6 кВ «Демьянская»

- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. 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».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

ООО «Энерготехкомплект»

Юридический адрес:

127006, г. Москва, ул. Малая Дмитровка, д.8., стр. 2

Почтовый адрес:

127006, г. Москва, а/я 45

тел./факс: (985) 998-75-75 / (495) 699-73-23

Испытатель:

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва

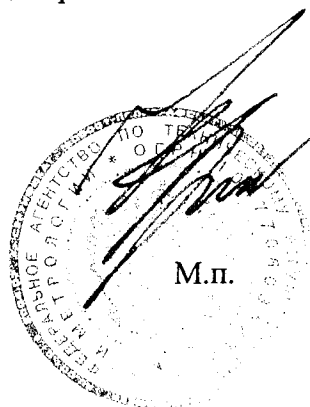
ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии



В.Н. Крутиков

« 21 » 04 2011 г.