

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1 является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500/220 кВ «Ильково», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 45786 от 30.03.2012 г., регистрационный № 49284-12, и включает в себя описание дополнительного измерительного канала, соответствующего точке измерений №№ 3.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1 (далее - АИИС КУЭ) 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.

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 включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и 0,5 в части реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, образующие 1 измерительный канал 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 за программированных параметров.

2-й уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - 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 информационно-вычислительный комплекс (далее – 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 включает в себя информационно-вычислительный комплекс. 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 «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники ОРЭ.

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

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

Для работы с системой на уровне подстанции предусматривается организация автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ) ПС.

Измерительный канал (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й, 2-й и 3-й уровни АИИС КУЭ ПС 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1.

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 счетчика 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 - волоконно-оптическая линия связи (далее - ВОЛС). 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.

В автоматическом режиме ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) опрашивает ЦСОД МЭС Западной Сибири по протоколу ТСР/IP по единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) – один раз в 30 минут. Сервер сбора данных ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) осуществляет соединение и получение данных с коммуникационного сервера ЦСОД МЭС Западной Сибири, в котором реализован протокол «Альфа ЦЕНТР»/»Каскад» версии 1.26, что исключает любое несанкционированное вмешательство и модификацию данных ПО «Альфа Центр».

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных (БД) сервера БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) 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 сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи СПО «Метроскоп», в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (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 (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях системы.

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

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически, через устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) и которое подключено к УСПД по интерфейсу RS-232. Синхронизация часов УСПД происходит ежесекундно, погрешность синхронизации не более 0,1 сек.

В ИВК ЦСОД МЭС Западной Сибири и ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) также используется устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) и которое подключено к коммуникационному серверу по интерфейсу RS-232. Синхронизация часов ИВК выполняется автоматически по сигналам УССВ-35HVS при расхождении часов на величину более ± 1 секунды.

Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

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 специализированного программного обеспечения (далее – СПО), установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ПО АльфаЦентра, установленного в ИВК ЦСОД МЭС Западной Сибири

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
1	2	3	4	5
СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)	СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)	1.00	289aa64f646cd3873804db5fbd653679	MD5
«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		c0aeeec492367782e2c523b075aabfff0	
	Альфа ЦЕНТР Статус.lnk		70b7d90e520172503b66eb8662dab414	
	Альфа ЦЕНТР Администратор.lnk		40a753f95155fdbf4f64fd19f93efa59	
	Конфигуратор.lnk		48e9434fcb7cf2290145108177672d4b	
	amrserver.exe		a8647df1bf210bfa14395cab0ea24968	
	amrc.exe		c2f76626e3ebb71c647ee6b63ac2735ce	
	cdbora2.dll		5d8c1bbb486f5cc2d62004a839d14295	
	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
alphamess.dll	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd			

- Комплекс измерительно-вычислительный АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), включающий в себя СПО внесен в Госреестр СИ РФ под № 45048-10;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов;
- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 нормированы с учетом ПО;
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня измерительного канала (ИК) 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. № 625).

Таблица 2. Состав 1-го уровня ИК и метрологические характеристики ИК

Канал измерений		Измерительные компоненты				Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики	
Номер ИК, код точки измерения	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование соединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер				Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$) %
						$\cos \varphi = 0,87$ $\sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,5$ $\sin \varphi = 0,87$			
3	ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС – Ильково	ТТ КТ = 0,2S Ктт = 1000/1 Г.р. № 29687-05	A	OSKF	489828	500000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	$\pm 0,5$ % $\pm 1,1$ %	$\pm 1,9$ % $\pm 2,0$ %
			B	OSKF	489827					
			C	OSKF	489826					
		ТН КТ = 0,2 Ктн=500000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Г.р. № 49760-12	A	OTCF 550	7250173.06					
			B	OTCF 550	7250173.09					
			C	OTCF 550	7250173.10					
		Счетчик КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Г.р. № 31857-06	A1802 RALXQ-P4GB-DW4		01226538					

Примечания:

1. В Таблице 2 приведены метрологические характеристики ИК для измерения электро-энергии и средней мощности (получасовых), при доверительной вероятности $P = 0,95$;

2. Нормальные условия:

– параметры питающей сети: напряжение $(220 \pm 4,4)$ В; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
– параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 - 1,02)U_n$; диапазон силы тока $(1,0 - 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
– температура окружающего воздуха: ТТ от 15°C до 35°C ; ТН от 10°C до 35°C ; счетчиков: в части активной энергии от 21°C до 25°C , в части реактивной энергии от 18°C до 22°C ; УСПД от 15°C до 25°C ;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,02 - 1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 30°C до 35°C ;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi(\sin\varphi) 0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения $0,5$ мТл;

– температура окружающего воздуха от 10°C до 30°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°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденный типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1 как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа 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 $t_v = 2$ ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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. Уровень 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 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 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1 типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПС 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1 определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1 представлена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ ПС 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформаторы тока OSKF	3
Трансформаторы напряжения емкостные OTCF 550	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные А1800	1
Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300	1
УССВ-35HVS	3
Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
ПО "Альфа-Центр"	1
ИВК ЦСОД МЭС Западной Сибири	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 49284-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2012 года.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2982-2006 «ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные 500/√3...750/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- Средства измерений МИ 3195-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Средства измерений МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- 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.;
- ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – в соответствии с документом ЕМНК.466454.005.МП «Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). Методика поверки», утвержденная ФГУ «Пензенский ЦСМ» 30 августа 2010 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

Метод измерений изложен в документе 3833-3670/4-125-АУ ИЭ «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии Единой национальной электрической сети на АИИС КУЭ ПС 500/220 кВ «Ильково» филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири. Инструкция по эксплуатации КТС».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 500/220 кВ «Ильково» с Изменением № 1

- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746-2001 «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 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».
- 3833-3670/4-125-АУ ИЭ «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии Единой национальной электрической сети на АИИС КУЭ ПС 500/220 кВ «Ильково» филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири. Инструкция по эксплуатации КТС».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Велес» (ООО «Велес»)
Юр. адрес: 624071, Россия, Свердловская область, г. Среднеуральск, ул. Строителей, д.8, оф.53
Почт. адрес: 624071, Россия, Свердловская область, г. Среднеуральск, ул. Бахтеева, 25А-60
тел./факс: +79022749085/-

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п. «_____» _____ 2012 г.