

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «TRP Smart Metering»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «TRP Smart Metering» (далее АИИС КУЭ) предназначены для измерения и учета потребленной активной и реактивной электрической энергии и мощности потребителей в многоквартирных жилых домах, в частных домах, на промышленных и непромышленных объектах юридических лиц, оборудованных электроустановками напряжением не выше 0,4 кВ, автоматического сбора, хранения и отображения измерительной информации, передачи учетной информации гарантирующим поставщикам электрической энергии и сетевым организациям с целью коммерческого и статистического учета.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляют собой многофункциональные, многоуровневые системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение суточных значений активной и реактивной электрической энергии нарастающим итогом;
- измерение значений активной и реактивной электрической энергии нарастающим итогом на интервале месяц;
- измерение средних значений мощности активной и реактивной электрической энергии на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в сутки) автоматический и/или по запросу сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений значений электрической энергии и мощности с заданной дискретностью учета (30 минут, сутки, месяц);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений данных о состоянии средств измерений со стороны организаций-участников розничного рынка электрической энергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностику функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точек измерений, включающий:

- трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 класса точности 0,5S, указанные в табл. 11;
- трехфазные счетчики активной и реактивной электрической энергии КТ 0,2S или 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005, КТ 1,0 или 2,0 по ГОСТ Р 52322-2005, КТ 1,0 и 2,0 по ГОСТ Р 52425-2005 с непосредственным включением или через трансформатор тока в соответствии с типами, указанными в табл. 11, и оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485;
- однофазные счетчики активной электрической энергии КТ 1,0 и 2,0 по ГОСТ Р 52322-2005 непосредственно включения в соответствии с типами, указанными в табл. 11, оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485 (M-Bus);

– каналообразующую аппаратуру (ретрансляторы РТ-01 и коммуникационный шлюз ШЛ-ZB-02) или устройство сбора и передачи данных ComMod A (Госреестр СИ № 55095-13).

2-й уровень: информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:

– сервер баз данных центра сбора и обработки данных (далее Сервер БД ЦСОД) гарантирующего поставщика или электросетевой компании или иного владельца АИИС КУЭ;

– программное обеспечение «Пирамида 2000» или программное обеспечение «Энфорс АСКУЭ БП»;

– систему обеспечения единого времени (далее СОЕВ) на базе приемника сигналов точного времени с серверов точного времени сети Интернет по NTP протоколу или приемника сигналов точного времени из системы GPS/ГЛОНАСС.

Первичные фазные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии.

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчики измеряют действующие (среднеквадратические) значения напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Результаты измерений электрической энергии передаются в цифровом формате на сервер гарантирующего поставщика, электросетевой компании или владельца АИИС КУЭ с целью обеспечения коммерческих расчетов.

Передача информации на верхний уровень АИИС КУЭ организована на базе встроенных в счетчики радиомодемов и коммуникационного шлюза ШЛ-ZB-02 или через интерфейс RS-485 счетчиков и устройство сбора и передачи данных ComMod A. Коммуникационное оборудование обеспечивает ретрансляцию измерительной информации передаваемой счетчиками через ZigBee сеть или через интерфейс RS485 на сервер ИВК по GPRS/TCP-IP протоколу. Для повышения надежности передачи данных по сети ZigBee применяются дополнительные маршрутизаторы-ретрансляторы РТ-01.

На втором уровне системы выполняется дешифрование поступающей измерительной информации в соответствии с протоколом SSL128, идентификация поступивших данных в соответствии с протоколом обмена счетчиков, обработка и хранение измерительной информации с возможностью последующего оформления справочных и отчетных документов.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера БД ЦСОД, гарантирующего поставщика, электросетевой компании или владельца АИИС КУЭ в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов сервера БД ЦСОД и часов счетчиков превосходит 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и ЦСОД АИИС КУЭ.

Журнал событий счетчиков электрической энергии отражает: время (дата, часы, минуты) коррекции часов.

Состав измерительных каналов приводится в паспорте, оформляемом на каждый экземпляр изготавливаемой АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

ПО «ПИРАМИДА 2000» и ПО «Энфорс АСКУЭ БП» предназначены для сбора, обработки, хранения и передачи информации об энергопотреблении, а так же ее отображении, распечатки с помощью принтера и передачи в установленных форматах.

Идентификационные данные ПО представлены в табл. 1 и 2.

Таблица 1. Идентификационные данные ПО «ПИРАМИДА 2000»

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
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3.0	E55712D0-B1B21906-5D63DA94-9114DAE4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3.0	B1959FF7-0BE1EB17-C83F7B0F-6D4A132F	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3.0	D79874D1-0FC2B156-A0FDC27E-1CA480AC	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3.0	52E28D7B-608799BB-3CCEA41B-548D2C83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3.0	6F557F88-5B737261-328CD778-05BD1BA7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3.0	48E73A92-83D1E664-94521F63-D00B0D9F	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3.0	C391D642-71ACF405-5BB2A4D3-FE1F8F48	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3.0	ECF53293-5CA1A3FD-3215049A-F1FD979F	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3.0	530D9B01-26F7CDC2-3ECD814C-4EB7CA09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3.0	1EA5429B-261FB0E2-884F5B35-6A1D1E75	MD5

ПО «ПИРАМИДА 2000» аттестовано на соответствие нормативной документации на программное обеспечение, свидетельство № АПО-209-15 об аттестации программного обеспечения «ПИРАМИДА 2000» от 26 октября 2011 г., выданное ФГУП «ВНИИМС» и имеет уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Таблица 2. Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ БП»

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
Энфорс БП	bp_admin.exe	–	366E02B1-081B1AE5-9A8D8710-268D792B	MD5
Энфорс БП	bp_gr_config.exe	–	DB5C9041-6F6D2897-6E9FD5D9-78E5C0C5	MD5
Энфорс БП	bp_opcon.exe	–	EDC3D270-B5BD74B2-EE3E32EA-A677C7FD	MD5
Энфорс БП	bp_request.exe	–	5DDFA53D-5CC5AEBB-E4A2D978-5214FAAC	MD5
Энфорс БП	EnfLogon.exe	–	E223EEDD-A21A4617-99B088A8-502D2560	MD5

Уровень защиты от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует «С».

Метрологические и технические характеристики

Количество информационно-измерительных каналов (ИИК)	от 1 до 1600 (в зависимости от конкретного исполнения)
Номинальное напряжение на присоединениях, В	230; 400
Допускаемое отклонение напряжения от номинального, %	±10
Номинальная частота, Гц	50
Допускаемое отклонение частоты от номинальной, %	±1
Базовый ток (I _б), А	5; 10
Максимальный ток (I _{макс.}), А	100 (для ИИК без ТТ)
Номинальный первичный ток (I _н), А	от 50 до 1500 (для ИИК с ТТ)
Номинальный вторичный ток (I _н), А	5
Коэффициент мощности	от 0,5 до 1
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: – трансформаторов тока, счетчиков	от минус 40 до 45 (при установке счетчиков в не отапливаемых помещениях и вне помещений в защитных корпусах со степенью защиты не хуже IP 54) или от 15 до 30 (при установке счетчиков в отапливаемых помещениях)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с/сутки	±5
Глубина хранения измерительной информации в однофазных и трехфазных счетчиках:	
– значений энергий нарастающим итогом на конец/начало месяца по каждому тарифу, месяцев, не менее	12
– значений энергий нарастающим итогом на конец/начало суток по каждому тарифу, суток, не менее	35
– профилей мощности по видам энергий, суток, не менее	35
Глубина хранения измерительной информации в базе данных сервера центра сбора и обработки информации, лет, не менее	3,5
Средняя наработка системы на отказ, ч, не менее	35000
Средний срок службы системы, лет, не менее	18

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерение активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ приведены в табл. 3 – 9.

Таблица 3. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 0,2S/0,5 и трансформаторы тока КТ 0,5S) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	1% $I_{ном} \leq I < 5\% I_{ном}$		5% $I_{ном} \leq I < 20\% I_{ном}$		20% $I_{ном} \leq I < 100\% I_{ном}$		100% $I_{ном} \leq I < 120\% I_{ном}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 0,2S/0,5)	1,0	±1,7	–	±0,9	–	±0,7	–	±0,7	–
	0,8/0,5	±2,8	±5,9	±1,5	±3,6	±1	±3,0	±1	±3,0
	0,5/1,0	±5,3	±3,0	±2,7	±2,4	±1,8	±2,3	±1,8	±2,3
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 0,2S/0,5)	1,0	±1,8	–	±1,1	–	±0,9	–	±0,9	–
	0,8/0,5	±3,1	±7,5	±2,1	±5,8	±1,8	±5,4	±1,8	±5,4
	0,5/1,0	±5,6	±4,4	±3,3	±4,0	±2,7	±4,0	±2,7	±4,0

Таблица 4. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 0,5S/1,0 и трансформаторы тока КТ 0,5S) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	1% $I_{ном} \leq I < 5\% I_{ном}$		5% $I_{ном} \leq I < 20\% I_{ном}$		20% $I_{ном} \leq I < 100\% I_{ном}$		100% $I_{ном} \leq I < 120\% I_{ном}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 0,5S/1,0)	1,0	±2,1	–	±1,1	–	±0,9	–	±0,9	–
	0,8/0,5	±3	±5,9	±1,9	±3,6	±1,3	±3,0	±1,3	±3,0
	0,5/1,0	±5,4	±3,0	±2,9	±2,4	±2	±2,3	±2	±2,3
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 0,5S/1,0)	1,0	±2,8	–	±2,3	–	±2,2	–	±2,2	–
	0,8/0,5	±3,9	±7,5	±3,1	±5,8	±2,8	±5,4	±2,8	±5,4
	0,5/1,0	±6,3	±4,4	±4,4	±4,0	±3,8	±4,0	±3,8	±4,0

Таблица 5. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 1,0/2,0 и трансформаторы тока КТ 0,5S) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	1% $I_{ном} \leq I < 5\% I_{ном}$		5% $I_{ном} \leq I < 20\% I_{ном}$		20% $I_{ном} \leq I < 100\% I_{ном}$		100% $I_{ном} \leq I \leq 120\% I_{ном}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 1,0/2,0)	1,0	±2,6	–	±1,8	–	±1,7	–	±1,7	–
	0,8/0,5	±3,5	±6,9	±2,2	±5,0	±2,0	±4,6	±2,0	±4,6
	0,5/1,0	±5,7	±4,2	±3,2	±3,9	±2,6	±3,9	±2,6	±3,9
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 1,0/2,0)	1,0	±4,2	–	±3,7	–	±3,7	–	±3,7	–
	0,8/0,5	±5,2	±12	±4,5	±11	±4,4	±10,8	±4,4	±10,8
	0,5/1,0	±7,3	±7,7	±5,6	±7,6	±5,2	±7,6	±5,2	±7,6

Таблица 6. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 1,0/2,0) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	5% $I_6 \leq I < 10\% I_6$		10% $I_6 \leq I < 20\% I_6$		20% $I_6 \leq I < 100\% I_6$		100% $I_6 \leq I \leq I_{max}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (счетчик 1,0/2,0)	1,0	±2	–	±1,6	–	±1,6	–	±1,6	–
	0,8/0,5	±2,1	±4,5	±2,1	±4,2	±1,7	±4,2	±1,7	±4,2
	0,5/1,0	±2,3	±4,2	±2,3	±3,9	±1,9	±3,9	±1,9	±3,9
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (счетчик 1,0/2,0)	1,0	±3,8	–	±3,6	–	±3,6	–	±3,6	–
	0,8/0,5	±4,6	±10,8	±4,6	±10,6	±4,4	±10,6	±4,4	±10,6
	0,5/1,0	±5,1	±7,7	±5,1	±7,6	±4,9	±7,6	±4,9	±7,6

Таблица 7. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 2,0/2,0) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	5 % $I_b \leq I < 10\% I_b$		10% $I_b \leq I < 20\% I_b$		20% $I_b \leq I < 100\% I_b$		100 % $I_b \leq I \leq I_{\max}$	
		Актив-ная	Реак-тив-ная	Актив-ная	Реак-тив-ная	Актив-ная	Реак-тив-ная	Актив-ная.	Реак-тив-ная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (счетчик 2,0/2,0)	1,0	±3,3	–	±3,3	–	±2,8	–	±1,6	–
	0,8/0,5	±3,4	±4,5	±3,4	±4,2	±3	±4,2	±1,7	±4,2
	0,5/1,0	±3,8	±4,2	±3,8	±3,9	±3,4	±3,9	±1,9	±3,9
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (счетчик 2,0/2,0)	1,0	±7,3	–	±7,3	–	±7,1	–	±7,1	–
	0,8/0,5	±8,5	±10,8	±8,5	±10,6	±8,4	±10,6	±8,4	±10,6
	0,5/1,0	±10,5	±7,7	±10,5	±7,6	±10,3	±7,6	±10,3	±7,6

Таблица 8. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 1,0) при измерении активной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	5 % $I_b \leq I < 10\% I_b$	10 % $I_b \leq I < 20\% I_b$	20% $I_b \leq I < 100\% I_b$	100 % $I_b \leq I \leq I_{\max}$
Отапливаемые помещения					
Однофазные присоединения (счетчик 1,0)	1	±2	±1,6	±1,6	±1,6
	0,8	±2,1	±2,1	±1,7	±1,7
	0,5	±2,3	±2,3	±1,9	±1,9
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах класса защиты IP54					
Однофазные присоединения (счетчик 1,0)	1	±3,8	±3,6	±3,6	±3,6
	0,8	±4,6	±4,6	±4,4	±4,4
	0,5	±5,1	±5,1	±4,9	±4,9

Таблица 9. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 2,0) при измерении активной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	5 % $I_b \leq I < 10\% I_b$	10 % $I_b \leq I < 20\% I_b$	20% $I_b \leq I < 100\% I_b$	100 % $I_b \leq I \leq I_{\max}$
1	2	3	4	5	6
Отапливаемые помещения					
Однофазные присоединения (счетчик 2,0)	1	±3,3	±3,3	±2,8	±2,8
	0,8	±3,4	±3,4	±3	±3
	0,5	±3,8	±3,8	±3,4	±3,4

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах класса защиты IP54					
Однофазные присоединения (счетчик 2,0)	1	±7,3	±7,3	±7,1	±7,1
	0,8	±8,5	±8,5	±8,4	±8,4
	0,5	±10,5	±10,5	±10,3	±10,3

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии однофазный – среднее время наработки на отказ, не менее 140000 ч, средний срок службы, не менее 30 лет;
- счетчик электрической энергии трехфазный – среднее время наработки на отказ, не менее 140000 ч, средний срок службы, не менее 30 лет;
- трансформатор тока – средняя наработка до отказа, не менее 90000 часов, средний срок службы, не менее 25 лет.

Надежность системных решений:

§ резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники рынка электрической энергии по телефонной радиосети стандарта GSM 900/1800 в соответствии с протоколом GPRS/TCP-IP;

§ регистрация событий:

- в журнале событий счетчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

§ механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- испытательной колодки;

§ защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер БД ЦСОД.

Глубина хранения информации:

§ трехфазный счетчик – суточные показания электрической энергии не менее 35 суток;

§ однофазный счетчик – суточные показания электрической энергии не менее 35 суток;

§ сервер БД ЦСОД – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

наносится типографским или иным способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии «TPP Smart Metering».

Комплектность средства измерений

Таблица 10

Наименование и тип компонентов	Номер Госреестра СИ РФ	Кол-во
1	2	3
Трансформаторы тока*		
ТШП; ТШЛ; ТЛШ; ТНШЛ; ТШЛГ	47957-11	
ТОП; ТОЛК; ТЛК	47959-11	
Т-0,66	22656-07	
ТШ-0,66	22657-07	
ТШЛ-0,66с	3688-05	
ТСН	26100-03	
Т-0,66 МУ 3	50733-12	
ТТИ	28139-07	
Счетчик электрической энергии*		
Однофазный		
СЕ102	33820-07	
Меркурий 206	46746-11	
Меркурий 203	31826-10	
СХ 1000-5)**	46959-11	
СЭБ-1ТМ.02	47041-11	
СЭБ-2А.07	25613-12	
ЭЦР-2400**	30557-11	
ЦЭ2726А**	43737-10	
ЕС2726**	48578-11	
Трехфазный		
СЕ303	33446-08	
СЕ301	34048-08	
Меркурий 230	23345-07	
Меркурий 233	34196-10	
ПСЧ-3АР.06Т,	47121-11	
ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12	
ПСЧ-4ТМ.05Д	41135-09	
ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	
ПСЧ-4ТМ.05	27779-04	
Альфа А1140	33786-07	
Альфа А1800	31857-11	

Продолжение таблицы 10

1	2	3
Каналообразующая аппаратура*		
Коммуникационный шлюз	–	
Ретранслятор цифровой беспроводной		
Устройство сбора и передачи данных ComMod A (для применения со счетчиками, оборудованными интерфейсами RS485)	55095-13	
Информационно-вычислительный комплекс*		
Сервер сбора и передачи данных Гарантирующего поставщика электрической энергии или Заказчика, с доступом к сети Интернет	–	
Сервер баз данных Гарантирующего поставщика электрической энергии или Заказчика, с доступом к сети Интернет	–	
Автоматизированное рабочее место пользователя, с доступом к сети Интернет	–	
Программное обеспечение «Пирамида 2000»	–	
Программное обеспечение «Энфорс АСКУЭ БП»	–	
Устройство синхронизации системного времени*		
Устройство синхронизации системного времени УСВ – 1	28716-05	1
Приемник сигналов точного времени по протоколу NTP	–	1
Эксплуатационная документация на АИИС КУЭ		
Ведомость эксплуатационных документов ТПГК.411711.001 ВЭ		1 комплект
Паспорт ТПГК.411711.001 ПС		1 комплект
Руководство по эксплуатации ТПГК.411711.001 РЭ		1 комплект
Эксплуатационная документация на компоненты		
Паспорт-протокол измерительного комплекса		
Паспорт трансформаторов тока		
Паспорт счетчиков электрической энергии		
Паспорт коммуникационного шлюза		
Паспорт ретранслятора цифрового беспроводного		
<p>* Допускается комплектовать АИИС КУЭ любым из указанных типов оборудования в количестве согласно документации производителя.</p> <p>** Применяются только с ПО «Энфорс АСКУЭ БП»</p>		

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

– средства поверки и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками

поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в табл. 2 МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в руководстве по эксплуатации «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности «TRP Smart Metering» ТПК.411711.001 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам автоматизированным информационно-измерительным коммерческого учета электрической энергии и мощности «TRP Smart Metering»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».
4. ТУ 411711.001-2013 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности «TRP Smart Metering». Технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТелеПозиционный Проект» (ООО «ТПП»).
Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Арсенальная, д. 1, корп. 2.
Тел.: (812) 329-56-73, факс: (812) 331-41-80.
Http: <http://www.telemetry.ru>. E-mail: info@telemetry.ru.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» зарегистрирован в Государственном реестре под № 30022-10.
190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1.
Тел.: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04.
E-mail: letter@rustest.spb.ru.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.