

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПМТЭЦ «Белый Ручей»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПМТЭЦ «Белый Ручей» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля выработки и потребления электроэнергии и мощности на розничном рынке электроэнергии в ОАО «ПМТЭЦ «Белый Ручей» по расчетным точкам учета, сбора, хранения и обработки полученной информации. Отчетная документация о результатах измерений может передаваться коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – КО ОРЭМ), региональным подразделениям системного оператора (далее по тексту – СО) Единой энергетической системы России, смежным сетевым организациям, потребителям и продавцам электроэнергии в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-ый уровень – информационно-измерительные каналы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер сбора, обработки и хранения данных ОАО «ПМТЭЦ «Белый Ручей» (далее по тексту – сервер), устройство дистанционного контроля (далее по тексту - УДК), устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа УСВ-2, зав. номер 2582 (Госреестр № 41681-10), автоматизированные рабочие места операторов, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве сервера используется промышленный компьютер HP ProLiant DL120 G7 (зав. номер CZ215203B6) производства фирмы HEWLETT PACKARD с установленным программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» (далее по тексту – ПО «АльфаЦЕНТР»), входящим в комплект комплексов измерительно-вычислительных для учета электроэнергии АльфаЦЕНТР (Госреестр номер 44595-10).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) 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 результатов измерений КО ОРЭМ, региональным подразделениям СО, смежным сетевым организациям, потребителям и продавцам 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 времени);
- передача журналов событий счетчиков.

#### Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Сервер ОАО «ПМТЭЦ «Белый Ручей», автоматически, в заданные интервалы времени, (30 мин) производит считывание из счетчиков, входящих в состав АИИС КУЭ, данных профилей нагрузки и записей из журнала событий. После поступления на сервер считанной информации с помощью внутренних сервисов ПО «АльфаЦЕНТР» данные обрабатываются и записываются в энергонезависимую память сервера (заносятся в базу данных).

Прием запросов и передача данных со счетчиков производится по линиям связи интерфейса RS-485 и локальной вычислительной сети стандарта Ethernet (протокол TCP/IP). При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт.

Посредством АРМ операторов АИИС КУЭ при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» осуществляется обработка информации и последующая передача информации КО ОРЭМ в виде электронного файла формата XML. Передача информации в региональное подразделение СО и смежным сетевым организациям, покупателям и продавцам электроэнергии осуществляется с сервера в автоматическом режиме.

АИИС КУЭ оснащена УДК, предназначенным для осуществления контрольного доступа к АИИС КУЭ с целью проверки КО ОРЭМ предоставленных результатов измерений. УДК выполнено на базе серийно выпускаемого контроллера сетевого промышленного СИКОН С50 (Госреестр № 28523-05).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УССВ, счетчиков, сервера.

Сравнение показаний часов сервера и УССВ происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется при каждом цикле сравнения не зависимо от величины расхождения показаний часов сервера и УССВ.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется 1 раз в сутки при расхождении показаний часов счетчика и сервера на величину более чем  $\pm 2$  с.

### Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее по тексту – ПО) АИИС КУЭ входит: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, программные средства СБД АИИС КУЭ - ПО систем управления базами данных (СУБД SQL), и прикладное – ПО «АльфаЦЕНТР», программные средства счетчиков электроэнергии – встроенное ПО счетчиков электроэнергии, ПО СОЕВ.

Состав прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

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
ПО на сервере ОАО «ПМТЭЦ «Белый Ручей»	АльфаЦЕНТР Клиент ifrun60.EXE	12.01.01.01	216924675	CRC
	АльфаЦЕНТР Коммуникатор trtu.exe	3.30.2	3686947411	CRC
	АльфаЦЕНТР Утилиты ACUtils.exe	2.5.12.151	4166444663	CRC
	АльфаЦЕНТР Диспетчер заданий ACTaskManager.exe	2.11.1	1675253772	CRC
ПО на АРМ ОАО «ПМТЭЦ «Белый Ручей»	АльфаЦЕНТР Генератор отчетов ACReport.exe	2.12.8.115	3894265116	CRC
	АльфаЦЕНТР Мониторинг ACMonitor.exe	2.3.14.306	527518965	CRC

ПО АИИС КУЭ не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ОАО «ПМТЭЦ «Белый Ручей» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав информационно-измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2. Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3 и Таблице 4.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование ИИК (присоединения)	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК	Вид электроэnergии
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ-35 кВ «Мини-ТЭЦ – Белый Ручей»	ТВЭ-35 УХЛ2 КТ 0,5S 150/5 Зав. №№ 678-12, 679-12, 680-12 Госреестр № 44359-10	НАМИ-35УХЛ1 КТ 0,5 35000/100 Зав. № 318 Госреестр № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0101070828 Госреестр № 27524-04	HP ProLiant DL120 G7 Зав.№ CZ215203B6	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
2	ВЛ-35 кВ «Пахомово – мини-ТЭЦ»	ТВЭ-35 УХЛ2 КТ 0,5S 150/5 Зав. №№ 681-12, 682-12, 683-12 Госреестр № 44359-10	НАМИ-35УХЛ1 КТ 0,5 35000/100 Зав. № 356 Госреестр № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0101070856 Госреестр № 27524-04	HP ProLiant DL120 G7 Зав.№ CZ215203B6	Активная Реактивная
3	ТГ-1, вывод генератора	ТОЛ-10-И-2У2 КТ 0,5 600/5 Зав. №№ 417, -, 419 Госреестр № 15128-03	ЗНОЛП-10-У2 КТ 0,5 (10000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 13763, 622, 618 Госреестр № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0102071253 Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
4	Яч. №10 ВЛ 10 кВ «Белый Ручей»	ТОЛ-10-И-2У2 КТ 0,5 300/5 Зав. №№ 327, -, 544 Госреестр № 15128-03	ЗНОЛП-10-У2 КТ 0,5 (10000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 517, 616, 619 Госреестр № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0812111517 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
5	Яч. №12 Резерв	ТОЛ-10-И-2У2 КТ 0,5 100/5 Зав. № 14522, -, 6018 Госреестр № 15128-03	ЗНОЛП-10-У2 КТ 0,5 (10000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 517, 616, 619 Госреестр № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0101072295 Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная
6	Яч. №1 «КТПН-630 ЗАО «Белый Ручей»	ТОЛ-10-И-2У2 КТ 0,5 100/5 Зав. №№ 6005, -, 14524 Госреестр № 15128-03	ЗНОЛП-10-У2 КТ 0,5 (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 517, 616, 619 Госреестр № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0812111559 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
7	Яч. №9 ТСН №2 40 кВА	Т-0,66 У3 КТ 0,5S 100/5 Зав. №№ 148720, 128581, 148603 Госреестр № 22656-02	Прямое включение	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0802124466 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
8	Яч. №4 ТСН №1 40 кВА	Т-0,66 У3 КТ 0,5S 100/5 Зав. № 132383, 148639, 148605 Госреестр № 22656-02	Прямое включение	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0802124997 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
9	Яч. №8 КТП №1	ТОЛ-10-И-2У2 КТ 0,5 100/5 Зав. № 6100, -, 6064 Госреестр № 15128-03	ЗНОЛП-10-У2 КТ 0,5 (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 517, 616, 619 Госреестр № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0801121122 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
10	Яч. №6 КТП №2 Т-1	ТОЛ-10-И-2У2 КТ 0,5 100/5 Зав. № 6181, -, 14530 Госреестр № 15128-03	ЗНОЛП-10-У2 КТ 0,5 (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 517, 616, 619 Госреестр № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0812112692 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
11	Яч. №7 КТП №2 Т-2	ТОЛ-10-И-2У2 КТ 0,5 100/5 Зав. № 14523, -, 14521 Госреестр № 15128-03	ЗНОЛП-10-У2 КТ 0,5 (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 517, 616, 619 Госреестр № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0812111028 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная

Таблица 3

Номер ИИК	Козф. мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемых относительных погрешностей ИИК при измерении активной электроэнергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ $\delta$ , %			
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1, 2 ТТ – 0,5S; ТН – 0,5; Сч – 0,2S	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,9	$\pm 2,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,8	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,7	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,6	$\pm 3,9$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
3-6, 9-11 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Сч – 0,2S	1,0	–	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,9	–	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$
	0,8	–	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
	0,7	–	$\pm 3,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$
	0,6	–	$\pm 4,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$
7, 8 ТТ – 0, 5S; ТН – нет; Сч – 0,2S	1,0	$\pm 1,8$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,9	$\pm 2,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 2,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,7	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
	0,6	$\pm 3,7$	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 4,7$	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$

Таблица 4

Номер ИИК	Козф. мощности $\cos \varphi / \sin \varphi$	Пределы допускаемых относительных погрешностей ИИК при измерении реактивной электроэнергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ $\delta$ , %			
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1, 2 ТТ – 0,5S; ТН – 0,5; Сч – 0,5	0,9/0,44	$\pm 6,3$	$\pm 3,8$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$
	0,8/0,6	$\pm 4,5$	$\pm 2,7$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,7/0,71	$\pm 3,7$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,6/0,8	$\pm 3,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,5/0,87	$\pm 2,9$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
3, 5 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Сч – 0,5	0,9/0,44	–	$\pm 6,5$	$\pm 3,6$	$\pm 2,7$
	0,8/0,6	–	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$
	0,7/0,71	–	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$
	0,6/0,8	–	$\pm 3,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$
	0,5/0,87	–	$\pm 2,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
4, 6, 9-11 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Сч – 0,5	0,9/0,44	–	$\pm 6,5$	$\pm 3,7$	$\pm 2,9$
	0,8/0,6	–	$\pm 4,6$	$\pm 2,7$	$\pm 2,3$
	0,7/0,71	–	$\pm 3,7$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$
	0,6/0,8	–	$\pm 3,3$	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$
	0,5/0,87	–	$\pm 3,1$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
7, 8 ТТ – 0,55; ТН – нет; Сч – 0,5	0,9/0,44	$\pm 5,6$	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$
	0,8/0,6	$\pm 4,0$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,7/0,71	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,6/0,8	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,5/0,87	$\pm 2,7$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение переменного тока от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
- сила переменного тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд;
- температура окружающей среды: 20 °С.

4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение переменного тока от  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;
- сила переменного тока от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИИК 1, 2, 7, 8;  
от  $0,05 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИИК 3-6, 9-11;
- температура окружающей среды:
  - для счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 35 °С;
  - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
  - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

5. Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики ИИК №№ 1-3, 5 по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии; счетчики ИИК №№ 4, 6-11 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:  
среднее время наработки на отказ:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03 – не менее 90000 часов;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – не менее 140000 часов;

среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчиках предусмотрена возможность пломбирования крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчика;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере, УДК, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИ-ИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средств измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5

Таблица 5

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1-2У2	14
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	6
Трансформатор тока	ТВЭ-35 УХЛ2	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10 У2	6
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М	5
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL120 G7	1
ADSL-модем	Zyxel P660HT3 EE	1
GSM/GPRS-модем	Мегафон E173	1
Преобразователь	МОХА NPort 5430I	1
Коммутатор	МОХА EDS-308-ММ-SC	1
Коммутатор	D-Link DES-1005A	1
Блок питания	МОХА DR-45-24	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS RT 1500VA RM 230V	1
Устройство дистанционного контроля	Шкаф устройства дистанционного контроля ВЛСТ 225.08.001	1
Специализированное программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ГДАР.411711.125.ПФ	1
Методика поверки	МП 1331/446-2012	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 1331/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПМТЭЦ «Белый Ручей». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в июле 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007;
- устройства синхронизации времени УСВ-2 – по методике поверки ВЛСТ 237.00.001И1, утвержденной ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50 – по методике поверки ВЛСТ 198.00.000 И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50) °С, цена деления 1°С.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительная системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «ПМТЭЦ «Белый Ручей» аттестована ЗАО НПП «ЭнергопромСервис». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 038/01.00238-2008/125-2012 от 10 июля 2012 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)**

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

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

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

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

5 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

6 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

7 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.

8 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ЗАО НПП «ЭнергопромСервис»

105120, г. Москва, Костомаровский переулок, д. 3, офис 104

Телефон: + 7 (495) 663-34-35

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»). Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012г.