



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.067.A № 46703

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Мосгорэнерго"
на объекте ОАО "Птицефабрика Калужская"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Открытое акционерное общество "Мосгорэнерго", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50038-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

КПНГ.411713.120 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **31 мая 2012 г. № 376**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004814

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Птицефабрика Калужская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Птицефабрика Калужская» (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения электроэнергии (мощности), потребляемой ОАО «Мосгорэнерго» (г. Москва), а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) и другими внешними пользователями. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной 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 (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности вычисляется для интервалов времени 30 мин. (Умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 по линиям связи поступает на сервер ИВК, где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам переда-

чи данных. Учетная информация, передаваемая внешним пользователям через Internet (основной канал связи) и телефонным линиям связи (резервный канал связи), отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов 51070 и 80020 в формате XML.

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) 01 – 08 АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной энергии типа СЭТ-4ТМ.03М.01 класса точности 0,5S/1,0, в соответствии с ГОСТ 52323-2005 при измерении активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 при измерении реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа Сикон С-70, коммуникационное и модемное оборудование (преобразователь интерфейса RS-232, линии связи с использованием терминалов сотовой связи GSM-модемы), цепи и устройства питания для УСПД и терминала сотовой связи;

3-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) содержит в своем составе: сервер в промышленном исполнении Сервер HP ProLiant DL360 R07, 3 сотовых модема стандарта GSM 900/1800 IRZ MC52iT, устройство синхронизации времени УСВ-2, подключенного к ИВК АИИС КУЭ, устройство бесперебойного питания сервера (UPS); коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, GSM-модемы Siemens MC-35i), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000. Сервер» Версия 20.02/2010/Д-03;

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) 09 – 11 АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М.17 класса точности 0,5S/1,0, в соответствии с ГОСТ 52323-2005 при измерении активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 при измерении реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) содержит в своем составе: сервер в промышленном исполнении Сервер HP ProLiant DL360 R07, 3 сотовых модема стандарта GSM 900/1800 IRZ MC52iT, устройство синхронизации времени УСВ-2, подключенного к ИВК АИИС КУЭ, устройство бесперебойного питания сервера (UPS); коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, GSM-модемы Siemens MC-35i), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000. Сервер» Версия 20.02/2010/Д-03;

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-2, установленного на уровне ИВК. УСВ-2 включает в себя GPS – приемник, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем GPS – приемника, корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и GPS – приемника на ± 1 с. Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами сервера происходит при каждом опросе, при расхождении часов счетчиков с часами сервера на ± 2 с выполняется их корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Сличение часов УСПД с часами УСВ-2 происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД с часами УСВ-2 на величину

более ± 1 с. Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков с часами УСПД на величину более ± 1 с. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Организация защиты от несанкционированного доступа: в АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков и информационных цепей.

Программное обеспечение

ПО «Пирамида 2000» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Пирамида 2000» и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,5S/1,0).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ИВК «Пирамида 2000», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Пирамида 2000. Сервер	P2KServer.exe	20.02/2010/Д-03	AD544A5DACCF2 56481A9C2BD1D BB6A7E	MD5

В соответствии с МИ 3286-2010 установлен уровень «С» защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) приведен в табл. 2. Значение характеристик погрешности АИИС КУЭ в рабочих условиях приведены в таблицах 3,4. Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в табл. 5.

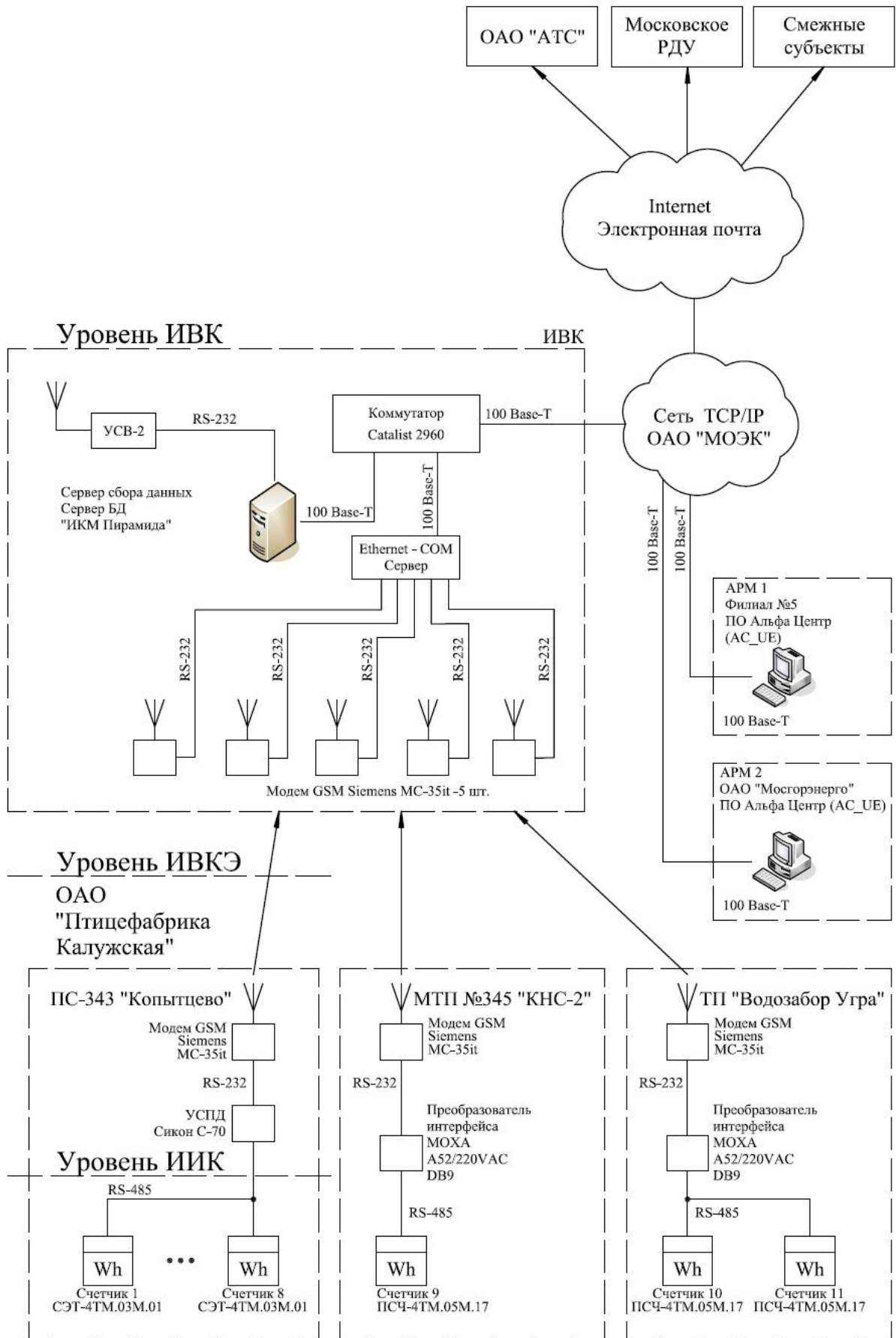


Рис. 1

Таблица 2. Перечень ИК АИИС КУЭ и их состав.

№ ИК	Наименование объекта	Тип ТТ	К тт	Класс точности	Заводской номер			Тип ТН	К тт	Класс точности	Заводской номер	Тип счетчика	Класс точности	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Заводской номер	Вид электроэнергии
					А	В	С										
1	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 1 СкШ яч. №1	ТЛМ-10	400/5	0,5	63117	-	4315	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	4586	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805102517	акт./реакт.
2	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 1 СкШ яч. №5	ТЛМ-10	300/5	0,5	7451	-	7459	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	4586	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805102376	акт./реакт.
3	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 1 СкШ яч. №7	ТЛМ-10	600/5	0,5	1029	-	1037	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	4586	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805101920	акт./реакт.
4	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 1 СкШ яч. №9	ТЛМ-10	400/5	0,5	1192	-	1193	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	4586	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805102440	акт./реакт.
5	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 2 СкШ яч. №10	ТЛМ-10	300/5	0,5	4373	-	5170	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	1144	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805101628	акт./реакт.
6	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 2 СкШ яч. №8	ТЛМ-10	300/5	0,5	6794	-	5338	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	1144	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805102384	акт./реакт.
7	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 2 СкШ яч. №6	ТЛМ-10	400/5	0,5	5124	-	9672	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	1144	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805101614	акт./реакт.
8	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ РУ-10 кВ 2 СкШ яч. №2	ТЛМ-10	200/5	0,5	1542	-	4745	НТМИ-10-66 У3	10000/100	0,5	1144	СЭТ-4ТМ.03 М.01	0,5S/1,0	100	5	0805102503	акт./реакт.
9	МТП №345 "КНС-2" Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТИ-А	200/5	0,5	V6384	V6392	V6390	-	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05 М.17	0,5S/1,0	380	5	0603111507	акт./реакт.
10	ТП "Водозабор Уг-ра" 6/0,4 кВ Т-1 Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А	600/5	0,5	A18008	A18024	A18023	-	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05 М.17	0,5S/1,0	380	5	0605111338	акт./реакт.
11	ТП "Водозабор Уг-ра" 6/0,4 кВ Т-2 Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А	600/5	0,5	A18016	A18019	A18020	-	-	0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05 М.17	0,5S/1,0	380	5	0605111324	акт./реакт.

Таблица 3

Характеристики погрешностей ИК
при измерении активной электроэнергии

№ ИК	Диапазон значений $\cos \varphi$	Тип нагрузки	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии при значении рабочего тока в % от номинального первичного тока ТТ, %				
			$1 \leq I_{\text{раб}} < 2$	$2 \leq I_{\text{раб}} < 5$	$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$	$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$	$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$
1 - 8	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	не норм.	5,5	3,0	2,3
	$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	не норм.	3,0	1,7	1,4
	$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	не норм.	2,6	1,5	1,3
	$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	не норм.	2,4	1,5	1,2
	$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	не норм.	2,1	1,3	1,2
	$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	не норм.	1,9	1,2	1,1
	$\cos \varphi = 1$		не норм.	не норм.	1,9	1,2	1,1
9 - 11	$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	не норм.	3,1	1,8	1,5
	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	не норм.	5,4	2,8	2,0
	$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	не норм.	2,9	1,5	1,2
	$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	не норм.	2,5	1,4	1,1
	$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	не норм.	2,3	1,3	1,0
	$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	не норм.	2,0	1,2	1,0
	$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	не норм.	1,8	1,1	0,9
$\cos \varphi = 1$		не норм.	не норм.	1,8	1,1	0,9	
	$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	не норм.	3,0	1,6	1,2

Таблица 4

Характеристики погрешностей ИК
при измерении реактивной электроэнергии

Перечень ИК	Диапазон значений $\cos \varphi$	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии при значении рабочего тока в % от номинального первичного тока ТТ, %				
		$1 \leq I_{\text{раб}} < 2$	$2 \leq I_{\text{раб}} < 5$	$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$	$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$	$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$
1 - 8	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	4,7	2,8	2,3
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	5,7	3,3	2,7
	$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	не норм.	3,8	3,0
	$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	не норм.	5,2	4,1
	$0,95 < \cos \varphi \leq 0,99$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.
9 - 11	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	4,5	2,5	2,1
	$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	5,6	3,0	2,3
	$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	не норм.	3,5	2,6
	$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	не норм.	4,8	3,5
	$0,95 < \cos \varphi \leq 0,99$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.

Примечания к таблицам 3 и 4:

1 Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2 Нормальные условия:

параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{\text{ном}}$; ток (0,05 - 1,2) $I_{\text{ном}}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$.

3 Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,95 - 1,05) $U_{\text{ном}}$; ток (0,05 - 1,2) $I_{\text{ном}}$ при трансформаторе тока с классом точности 0,5; $\cos \varphi = 0,8$ инд.;

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70°C , для счетчиков от минус 40 до плюс 70°C ; для сервера от плюс 10 до плюс 40°C ;

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, многофункциональные счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05М.17 и СЭТ-4ТМ.03М.01 активной и реактивной энергии класса точности 0,5S/1,0 в соответствии с ГОСТ 52323-2005 при измерении активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 при измерении реактивной электроэнергии;

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО "Мосгорэнерго" порядке.

Таблица 5 Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование характеристики		Значение
10, 11	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$)	600 А
		вторичный ($I_{Н2}$)	5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	От 30 до 720 А
		вторичного (I_2)	От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение		380 В
	Диапазон напряжения:		От 361 до 399 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		5 ВА
Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 1,25 до 5 ВА	
Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0	
9	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$)	200 А
		вторичный ($I_{Н2}$)	5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	От 10 до 240 А
		вторичного (I_2)	От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение	первичное ($U_{Н1}$)	10000 В
		вторичное ($U_{Н2}$)	100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$)	От 9500 до 10500 В
		вторичное ($U_{Н2}$)	От 95 до 105 В
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0	
Номинальная нагрузка ТТ		5 ВА	
Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 2,5 до 10 ВА	
Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0	
8	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$)	200 А
		вторичный ($I_{Н2}$)	5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	От 10 до 240 А
		вторичного (I_2)	От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение	первичное ($U_{Н1}$)	10000 В
		вторичное ($U_{Н2}$)	100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$)	От 9500 до 10500 В
		вторичное ($U_{Н2}$)	От 95 до 105 В
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0	
Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА	
Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 2,25 до 10 ВА	
Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0	
2,5,6	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$)	300 А
		вторичный ($I_{Н2}$)	5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	От 15 до 360 А
		вторичного (I_2)	От 0,05 до 6 А
Номинальное напряжение	первичное ($U_{Н1}$)	10000 В	
	вторичное ($U_{Н2}$)	100 В	
Диапазон напряжения		От 9500 до 10500 В От 95 до 105 В	

№ ИК	Наименование характеристики		Значение
2,5,6	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 2,25 до 10 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0
1,4,7	Номинальный ток:	первичный (I_{H1})	400 А
		вторичный (I_{H2})	5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	От 20 до 480 А
		вторичного (I_2)	От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение	первичное (U_{H1})	10000 В
		вторичное (U_{H2})	100 В
	Диапазон напряжения	первичное (U_{H1})	От 9500 до 10500 В
		вторичное (U_{H2})	От 95 до 105 В
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0	
Номинальная нагрузка ТТ		5 ВА	
Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 1,25 до 5 ВА	
Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0	
3	Номинальный ток:	первичный (I_{H1})	600 А
		вторичный (I_{H2})	5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	От 30 до 720 А
		вторичного (I_2)	От 0,05 до 6 А
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{H1})	10000 В
		вторичное (U_{H2})	100 В
	Диапазон напряжения:	первичное (U_{H1})	От 9500 до 10500 В
		вторичное (U_{H2})	От 95 до 105 В
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		От 0,5 до 1,0	
Номинальная нагрузка ТТ		5 ВА	
Допустимый диапазон нагрузки ТТ		От 1,25 до 5 ВА	
Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		От 0,8 до 1,0	

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 120\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;
- Трансформатор тока - среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 400\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 15843$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени;

• журнал ИВК:

- параметрирование;

- попытка не санкционируемого доступа;
- коррекция времени;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

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

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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 не менее 2730 часов.

Сервер баз данных обеспечивает хранение результатов измерений, состояний средств измерений на срок не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средств измерения

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Количество (шт)
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.01	8
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М.17	3
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 У3	2
Трансформатор тока ТЛМ-10, К тт 600/5	2
Трансформатор тока ТЛМ-10, К тт 400/5	6
Трансформатор тока ТЛМ-10, К тт 300/5	6
Трансформатор тока ТЛМ-10, К тт 200/5	2
Инструкция по эксплуатации МГЭР.411713.004.17 - ИЭ.М	1
Методика поверки КПНГ.411713.120 МП	1
Формуляр МГЭР.411713.004.17– ФО.М	1
УСПД Сикон С-70, № 1128	1
Сервер HP ProLiant DL360 R07; 3 сотовых модема стандарта GSM 900/1800 IRZ MC52iT.	1 комплект
Программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000.Сервер» 20.02/2010/С-6144	1 комплект
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2, № 2290	1
Коммуникационный сервер HP ProLiant DL 360R06	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом КПНГ.411713.120 МП Методика поверки Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Птицефабрика Калужская», утверждённым ГЦИ СИ ООО "ИЦ "Энерготестконтроль" 02.04.2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- 1) Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- 2) Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- 3) средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М, согласно методики поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- 4) - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- 5) средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных ПСЧ-4ТМ.05М.17, согласно методики поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1;
- 6) средства поверки контроллера сетевого промышленного СИКОН С 70, согласно методики поверки ВЛСТ 220.00.000 И1;
- 7) Средства поверки УСВ-2 в соответствии с утвержденным документом "Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001 И1", утверждённым ФГУП "ВНИИФТРИ" 12.05.2010 г.
- 8) Радиоприемник станций радиовещания, принимающий сигналы службы точного времени.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в АИИС КУЭ приведены в документе КПНГ.411713.120 МИ – Методика (метод) измерений электроэнергии Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ОАО «Птицефабрика Калужская»;

Методика (метод) измерений - КПНГ.411713.120 МИ аттестована ГЦИ СИ – ООО "Испытательный центр "Энерготестконтроль" по ГОСТ Р 8.563-2009 .Свидетельство об аттестации № 75/01.00066-2010/2012 от 30.03.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ:

- 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) ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия;
- 4) ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения, Общие технические условия;
- 5) ГОСТ Р 52323-2005. (МЭК 62053-22:2003) "Аппаратура для измерений электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S";
- 6) ГОСТ Р 52425-2005. (МЭК 62053-23:2003) "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: Открытое акционерное общество "Мосгорэнерго"

Юрид. адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, д.34

Почт. адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, д.34

Тел/факс: 8(495) 730-53-12/747-07-61

E-mail: info@oaomge.ru

Испытательный центр: Государственный центр испытаний средств измерений ООО

"Испытательный центр "Энерготестконтроль" (ГЦИ СИ - ООО "ИЦ "Энерготестконтроль")

Адрес: 11543, г. Москва, ул. Первомайская, д.35/18,стр.1,

аттестат аккредитации № 30067-10.

Почтовый адрес : 115419, г. Москва, ул. 2-й Рощинский проезд, дом 8

Тел/факс: (495) 737 61 17

E-mail: mail@etcontrol.ru

Заместитель Руководителя

Федерального агентства по техническому

регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П. " ____ " _____ 2012г.