



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.048.A № 43559

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии котельной Северо-Западного района
г. Курска филиала ОАО "КВАДРА" - "Курская Региональная Генерация"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **003**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Электроцентроавтоматизация", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47490-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 47490-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **15 августа 2011 г. № 4556**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 001543

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии котельной Северо-Западного района г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «Курская Региональная Генерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии котельной Северо-Западного района г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «Курская Региональная Генерация» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии (мощности) выработанной и потребленной за установленные интервалы времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой информационно-измерительную систему, которая позволяет регистрировать и хранить параметры энергопотребления, формировать отчетные документы и выполнять информационный обмен с субъектами оптового рынка электрической энергии. АИИС КУЭ состоит из следующих основных средств измерений: измерительных трансформаторов напряжения и тока, счётчиков электроэнергии, устройств сбора и передачи данных (УСПД), вспомогательного оборудования – устройств связи, модемов различных типов, верхнего уровня сбора информации – центрального сервера АИИС КУЭ (в дальнейшем - сервер) и автоматизированного рабочего места (АРМ) на базе ПЭВМ.

АИИС КУЭ обеспечивает измерение следующих основных параметров:

- 1) активной (реактивной) электрической энергии за определённые интервалы времени по каналам учёта, группам каналов учёта и объекту в целом, с учётом временных (тарифных) зон, включая приём и отдачу электрической энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определённые интервалы времени по каналам учёта, группам каналов учёта и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме измерительной информации в счётчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учёта, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счётчиков трансформаторного включения) поступают на входы счётчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счётчики серии А1800 производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P = U \times I \times \cos \varphi$) и полную мощность ($S = U \times I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счётчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путём интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМ. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками multifunctional электросчётчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих

информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому используются проводные линии связи, радиоканалы, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения точного времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счётчиков электрической энергии, УСПД, сервера и имеет нормированную погрешность. Коррекция системного времени производится по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS приёмника, подключённого к серверу АИИС КУЭ. Время сервера АИИС КУЭ синхронизировано с временем приёмника, сличение раз в 1 час, коррекция при расхождении времени с GPS-приёмником ± 1 с. Сервер АИИС КУЭ осуществляет коррекцию времени УСПД. Сличение времени сервера с временем УСПД происходит раз в 1 час, коррекция при расхождении времени сервера с УСПД ± 1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени счётчиков. Сличение времени счётчиков А1800 с временем УСПД происходит при каждом обращении к счётчику, но не реже 1 раза в сутки, корректировка времени счётчиков при расхождении со временем УСПД ± 1 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сутки.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определённым согласно техническим требованиям ОАО АТС к АИИС КУЭ в Приложении 11.1 к договору о присоединении к торговой системе ОРЭ. АИИС КУЭ выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной электрической энергии, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов АИИС КУЭ, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учёта энергопотребления. Параметры надёжности средств измерений АИИС КУЭ (трансформаторов напряжения и тока, счётчиков электроэнергии и УСПД) соответствуют техническим требованиям, предъявляемым к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счётчикам А1800 или к УСПД (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на компьютер верхнего уровня.

Для защиты метрологических характеристик АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений, кроссовых и клеммных коробок. Кабели, приходящие на счётчик от измерительных трансформаторов, и сигнальные кабели от счётчика кроссируются в пломбируемом отсеке счётчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений РФ. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

Программное обеспечение.

Для работы ИВК АИИС КУЭ используется комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «Альфа ЦЕНТР» (г.р. № 44595-10), предназначенный для измерения и учёта электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Комплекс программ «Альфа ЦЕНТР» имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из:

- программного обеспечения (далее ПО) коммуникационного сервера, реализующего параллельный опрос счётчиков и устройств сбора и передачи данных (УСПД), а также информационное взаимодействие между центрами сбора и обработки данных;

- ПО расчётного сервера, реализующего автоматическую диагностику полноты данных, автоматические расчёты;
- ПО сервера;
- базы данных и приложений;
- клиентского ПО.

Сервер базы данных и приложений, расчётный сервер и коммуникационный сервер размещаются на одном компьютере-сервере. Клиентское ПО размещается на компьютерах пользователей.

Единая архитектура комплекса «Альфа ЦЕНТР»:

1. Операционная система Windows 2003 Server русская версия.
2. База данных на основе ORACLE PE.
3. Коммуникационный сервер (сервер опроса).

На основе описания способа связи с устройствами (по каким линиям связи, через какой телефон и т.д.) и плана опроса (в какое время опрашивать, с какой периодичностью и т.д.) производит сбор данных и сохраняет их в БД. Вся параметризация, необходимая для опроса, хранится в БД. Параметризация коммуникационного сервера выполняется через программу «Администратор». Коммуникационный сервер работает постоянно, в фоновом режиме - он не имеет самостоятельного экранного интерфейса.

Коммуникационный сервер можно либо остановить, либо запустить. Для этого в комплект поставки входит специальная программа.

4. Коммуникационные порты.

Физически это разъемы на задней стенке системного блока. Порты могут быть разных типов (232, 485, Ethernet). Это зависит от топологии линий связи.

5. Расчётный сервер.

Управляет расчётами. Сами модули расчётов погружены внутрь БД (расчётные модули являются объектами БД). Расчётный сервер работает постоянно, в фоновом режиме - он не имеет самостоятельного экранного интерфейса. Ручные перерасчёты можно делать, не останавливая его. Расчётный сервер можно либо остановить, либо запустить. Для этого в комплект поставки входит специальная программа.

6. AMP - сервер.

AMP - сервер отвечает за передачу данных на другие компьютеры с установленной программой Альфа ЦЕНТР. Он постоянно находится в режиме ожидания запросов. При получении запроса он проверяет права доступа запросившего и если его пароль подтверждён, то формирует массив запрошенных данных и отправляет их.

AMP - сервер работает постоянно, в фоновом режиме - он не имеет самостоятельного экранного интерфейса. AMP - сервер можно либо остановить, либо запустить. Для этого в комплект поставки входит специальная программа.

7. Модули доступа к БД.

Являются служебными программами. Необходимы для работы модулей отчётов, модулей графики и модулей экранных форм.

8. Модули формирования отчётов, экранных форм и графики.

Формируют интерфейс пользователя (именно с их помощью пользователи работают со всей имеющейся в БД «Альфа ЦЕНТР» информацией).

9. HASP ключ.

Выполняет функцию защиты от несанкционированного копирования.

Минимальные требования к компьютеру

Компьютер, на который устанавливается ПО «Альфа ЦЕНТР» должен отвечать следующим техническим характеристикам:

- Операционная система: Windows 2000 pro рус, Windows NT 4.0, Windows XP;
- Процессор: Pentium/Celeron 1000 МГц или аналогичный и выше;
- Память: минимальная 256 Мбайт, рекомендуемая 512 Мбайт;
- 40X CD-ROM;

- Жесткий диск: 20 Гбайт;
- SVGA 1024x768, High Color (16 бит) или выше.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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
Программное обеспечение Альфа ЦЕНТР однопользовательская версия АС_РЕ-30 (до 30 счетчиков)	Альфа ЦЕНТР АС_РЕ-30	7.0501.01	1054734037	

Таблица 2 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО Альфа ЦЕНТР	программа-планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	7.0501.01	32ed137818817aee64cefd766b14e157	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		f31fd94e87c890388935eb13ccab3d6d	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		0e3bae4522db9054f50b3f02383aa62a	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		5cbaab40ff537623fac8d790bc77e0cf	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «Альфа ЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа ЦЕНТР»;

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 5, нормированы с учетом ПО.

Для защиты ПО от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена как аппаратная блокировка и пломбирование, так и организация многоуровневого доступа к текущим данным и параметрам настройки АИИС КУЭ (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

ПО имеет уровень защиты С от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Перечень измерительных каналов

Канал измерений		Состав измерительного канала					Ктт · Ктч · Ксч	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер		
1	2	3		4		5	6	7
1	ПГУ КСЗР г. Курск Отпайка блока 1 ГТ	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 1500/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10-51	№ 10840-10	31500	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТОЛ-СЭЩ-10-51	№ 10841-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10-51	№ 10848-10		
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 10500:√3/100:√3 № 43945-10	A	УКМ 24/2	№ 455100209		
				B	УКМ 24/2	№ 455100203		
				C	УКМ 24/2	№ 455100204		
		Счет-чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		№ 01201982		
2	ПГУ КСЗР г. Курск 1ГТ	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 4000/5 № 46529-11	A	СТ	№ 0929190003	84000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	СТ	№ 0929190001		
				C	СТ	№ 0929190002		
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 10500:√3/100:√3 № 43945-10	A	УКМ 24/2	№ 455100209		
				B	УКМ 24/2	№ 455100203		
				C	УКМ 24/2	№ 455100204		
		Счет-чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		№ 01201981		

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7
3	ПГУ КСЗР г. Курск Отпайка блока 2 ГТ	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 1500/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10-51	№ 11029-10	31500	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТОЛ-СЭЩ-10-51	№ 11028-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10-51	№ 11030-10		
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 10500:√3/100:√3 № 43945-10	A	УКМ 24/2	№ 455100112		
				B	УКМ 24/2	№ 455100111		
				C	УКМ 24/2	№ 455100202		
		Счет-чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		№ 01201975		
4	ПГУ КСЗР г. Курск 2ГТ	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 4000/5 № 46529-11	A	СТ	№ 0929190005	84000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	СТ	№ 0929190006		
				C	СТ	№ 0929190004		
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 10500:√3/100:√3 № 43945-10	A	УКМ 24/2	№ 455100112		
				B	УКМ 24/2	№ 455100111		
				C	УКМ 24/2	№ 455100202		
		Счет-чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		№ 01201985		
5	ПГУ КСЗР г. Курск Отпайка блока 3ПТ	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 800/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10-71	№ 10870-10	16800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТОЛ-СЭЩ-10-71	№ 10866-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10-71	№ 10849-10		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10500:√3/100:√3 № 35505-07	A	ЗНОЛПМ-10	№ 301		
				B	ЗНОЛПМ-10	№ 321		
				C	ЗНОЛПМ-10	№ 298		
		Счет-чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		№ 01201986		
6	ПГУ КСЗР г. Курск 3ПТ	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 3000/5 № 30709-08	A	ТЛП-10-1	№ 8308	63000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1	№ 8306		
				C	ТЛП-10-1	№ 8307		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10500:√3/100:√3 № 35505-07	A	ЗНОЛПМ-10	№ 301		
				B	ЗНОЛПМ-10	№ 321		
				C	ЗНОЛПМ-10	№ 298		
		Счет-чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		№ 01201977		
21	ПС «Котельная» Т-1 110 кВ	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 400/1 № 28140-04	A	B65-CT	№ 2010/40593-1005/7 /N3	440000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	B65-CT	№ 2010/40593-1005/8 /N3		
				C	B65-CT	№ 2010/40593-1005/9 /N3		
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 110000:√3/100:√3 № 40731-09	A	STE 1/145 E	№ 486199		
				B	STE 1/145 E	№ 486200		
				C	STE 1/145 E	№ 486201		
		Счет-чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		№ 01207106		

Окончание таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7
22	ПС «Котельная» Т-2 110 кВ	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 28140-04	A	B65-CT	№ 2010/40593-1005/4 /N3	440000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	B65-CT	№ 2010/40593-1005/5 /N3		
				C	B65-CT	№ 2010/40593-1005/6 /N3		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 40731-09	A	STE 1/145 E	№ 485558		
				B	STE 1/145 E	№ 485559		
				C	STE 1/145 E	№ 485560		
		Счет-чик	КТ = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		№ 01207107		
23	ПС «Котельная» Т-3 110 кВ	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 250/1 № 28140-04	A	B65-CT	№ 2010/40593-1005/4 /N2	275000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	B65-CT	№ 2010/40593-1005/5 /N2		
				C	B65-CT	№ 2010/40593-1005/6 /N2		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 40731-09	A	STE 1/145 E	№ 485558		
				B	STE 1/145 E	№ 485559		
				C	STE 1/145 E	№ 485560		
		Счет-чик	КТ = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4		№ 01207108		

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК.

№ ИК	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:	Основная погрешность ИК (акт./реакт.), ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (акт./реакт.) ± %		
		cos φ=1,0	cos φ=0,8	cos φ=0,5	cos φ=1,0	cos φ=0,8	cos φ=0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1 – 4; 21 – 23	- в диапазоне тока $0,01I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,4	1,6	2,2	2,0	2,3	2,8
		-	-	-	-	-	-
	- в диапазоне тока $0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,7	0,9	1,3	1,5	1,9	2,1
		-	1,4	1,7	-	3,5	3,4
	- в диапазоне тока $0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,6	0,8	1,1	1,5	1,8	2,0
		-	1,3	1,2	-	3,4	3,2
5, 6	- в диапазоне тока $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,6	0,8	1,1	1,5	1,8	2,0
		-	1,3	1,2	-	3,4	3,2
	- в диапазоне тока $0,01I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,5	1,7	2,5	2,0	2,4	3,0
		-	-	-	-	-	-
	- в диапазоне тока $0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,9	1,1	1,7	1,5	1,9	2,3
		-	1,7	1,8	-	3,6	3,5
	- в диапазоне тока $0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,8	1,0	1,5	1,5	1,9	2,2
		-	1,6	1,3	-	3,5	3,2
	- в диапазоне тока $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,8	1,0	1,5	1,5	1,9	2,2
		-	1,6	1,3	-	3,5	3,2

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов - ± 5 с/сутки

Примечания:

1. В Таблице 2 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых интервалов приращения активной и реактивной электроэнергии);

2. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети для ИК № 1 – 4; 21 – 23: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_n$; диапазон силы тока - $(0,05 \div 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ - меньше или равно 0,5 инд. и 0,5 емк.; частота - $(50 \pm 0,8)$ Гц;

– параметры сети для ИК № 5, 6: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_n$; диапазон силы тока - $(0,01 \div 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ - меньше или равно 0,5 инд. и 0,5 емк.; частота - $50 \text{ Гц} \pm 0,8 \%$ Гц;

– температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от минус 40 °С до плюс 40 °С; счетчиков - от минус 40 °С до плюс 65 °С; УСПД - от плюс 5 °С до плюс 25 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети для ИК № 1 – 4; 21 – 23: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ - 0,8 ÷ 0,9 инд. частота - $50 \text{ Гц} \pm 0,8 \%$ Гц;

– параметры сети для ИК № 5, 6: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ - 0,8 ÷ 0,9 инд. частота - $50 \text{ Гц} \pm 0,8 \%$ Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 25 °С до плюс 35 °С.

Для электросчетчиков:

– параметры сети для ИК № 1 – 4; 21 – 23: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{n2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ - 0,8 ÷ 0,9 инд.; частота - $50 \text{ Гц} \pm 0,8 \%$ Гц;

– параметры сети для ИК № 5, 6: диапазон напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_n$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{n2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ - 0,5 ÷ 1,0 инд.; частота - $(50 \pm 0,8)$ Гц;

– температура окружающего воздуха - от плюс 5 °С до плюс 30 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;

температура окружающего воздуха - от плюс 5 °С до плюс 30 °С

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Параметр	Значение
1	2
Параметры питающей сети переменного тока:	
Напряжение, В	220 ± 22
частота, Гц	50 ± 1
Первичные номинальные напряжения, кВ	110; 10,5
Первичные номинальные токи, кА	4; 3; 1,5; 0,8; 0,4; 0,25
Номинальное вторичное напряжение, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальный вторичный ток, А	5; 1
Количество объектов учёта, шт.	2
Количество точек учёта, шт.	9
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в АИИС КУЭ и её компонентах, не более, секунд в сутки	± 5
Средний срок службы АИИС КУЭ, лет	15

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД;
- резервирование каналов связи: на уровне ИИК - ИВК, ИВКЭ - ИВК; информация о результатах измерений может передаваться внешним пользователям по электронной почте;

- мониторинг состояния АИИС КУЭ;
- удалённый доступ;
- возможность съёма информации со счётчика автономным способом
- визуальный контроль информации на счётчике

Регистрация событий в журнале событий счётчика:

- параметрирования;

- отсутствия напряжения;
- коррекции времени в счетчике (сервере)

Регистрация событий в журнале событий в журнале УСПД:

- параметрирования;
- отсутствия напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- УСПД;
- сервера;

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации

Глубина хранения информации в счетчиках и УСПД не менее 45 суток, на сервере не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульных листах эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в табл.6. В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
1	2
Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10-51	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10-71	3 шт.
Измерительный трансформатор тока типа СТ	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛП-10-1	3 шт.
Измерительный трансформатор тока типа В65-СТ	9 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа UKM 24/2	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа ЗНОЛПМ-10	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа STE 1/145 E	6 шт.
Счетчик электрической энергии А1805RAL-P4GB-DW-4	9 шт.
Шкаф УССВ-16-HVS Метроника MC-225 в составе: - УССВ на базе GPS-приемника; - антенна; - преобразователь интерфейса ADAM 4520 Rs232/485; - термостат, нагреватель; - источник питания	1 шт.

Наименование	Количество
1	2
Устройство сбора и передачи данных RTU325-E-512-M4-B8-G	1 шт.
Сервер БД в составе: - Сервер HP ProLiant ML150 G6 Xeon E5520 (2.26 ГГц, 8 Мбайт L3, 80 Вт, DDR3-1066, HT, Turbo 1/1/2/2), 4 Гбайт (2x2 Гбайт) PC3-10600E Unbuffered ECC, NC107i PCI-E Gigabit Server Adapter, SA P410 256 Мбайт, (4) SAS/SATA HDD Bays, 460 Вт, DVD, 5U Tower; - плата мультипортового расширения MOXA 8 port RS-232 PCI-X Universal; - комплект HP Microsoft Windows 2003 Server R2 Win32 Std Edition ROK Russian CD with 5 Clt (1-4 CPU, up to 4 Гбайт); - профессиональный модем для выделенных (2-х проводных)/коммутируемых линий серии Zyxel 336E+ (2 шт.) - терминальный модем сотовой связи стандарта GSM MC35iT; - преобразователь интерфейса ADAM 4520 Rs232/485 с блоком питания Traco; - Swith Moxa EDS 308 (8 x Ethernet 10/100 Base-TX) с блоком питания Traco.	1 шт.
АРМ в составе: - Системный блок HP Compaq 500 B (CQ500B MT DualCore E5300 2 Гбайт DDR3 PC3-10600 (dlchnl), 320 Гбайт (7200 rpm) SATA, DVD +/-RW, CrdRdr, FastEth, keyb, mouse, WinXPPro+Win7+MSOfRe); - монитор HP NK570AA; - ИБП Powerware 9120 1000 ВА; - принтер А4 HP P1005	1 шт.
Шкаф АВР ЩАП-23	1 шт.
Программное обеспечение Альфа ЦЕНТР однопользовательская версия АС_РЕ-30 (до 30 счетчиков)	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Формуляр	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии АИИС КУЭ КСЗР г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «Курская Региональная Генерация». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Курский ЦСМ» в апреле 2011 г. и входящему в комплект документации на АИИС КУЭ.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и (или) по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;

- средства поверки трехфазных многофункциональных счетчиков электрической энергии типа А1800, по методике поверки МП-2203-0042-2006, утвержденной ВНИИМ им Д.И. Менделеева 19.05.2006 г.

- средства поверки устройства сбора и передачи данных типа RTU325 по методике поверки ДЯИМ.466453.005 МП утвержденной ВНИИМС 15.02.2008 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений содержится в документе «Учет количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии котельной Северо-Западного района г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «Курская Региональная Генерация» ЭЦА.425213.003МИ. Методика измерений аттестована ФГУ «Воронежский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 12/006-01.00272-11 от 13.01.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС котельной Северо-Западного района г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «Курская Региональная Генерация»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

3. 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».

4. ГОСТ 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

ЗАО «Электроцентроавтоматизация»

Адрес: 107023 г. Москва, ул. Малая Семеновская, д.9, стр.4, тел./факс: (495) 662-88-67, eca-info@eca-electra.ru

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУ «Курский ЦСМ»

305029, г. Курск, Южный переулок 6а, тел./факс: (4712) 53-67-74, kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации № 30048-08 действителен до 01 декабря 2011 года

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков

« ____ » _____ 2011 г

М.П.