



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 42632

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Донуголь"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **047**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Закрытое акционерное общество "Региональная инженерно-
технологическая энергокомпания-СОЮЗ" (ЗАО "РИТЭК -СОЮЗ"),
г.Краснодар**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **46792-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

БЕКВ.422231.047.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **2 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **18 мая 2011 г. № 2245**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 000612

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Донуголь»

Назначение средства измерений

Предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Донуголь», сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-, 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение календарного времени и интервалов времени;
- 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., 60 мин., 1 день, 1 месяц);
- перезапуск АИИС;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений организациям, имеющим соглашения информационного обмена с ОАО «Донуголь» – участникам оптового рынка электроэнергии;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка 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).

Описание средства измерений

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

Система реализуется в виде совокупности совместно функционирующих уровней и подуровней (связующих компонентов), взаимодействующих через общие базы данных в интерактивном режиме работы.

АИИС КУЭ является иерархической, двухуровневой, интегрированной, автоматизированной измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и состоит из 5 измерительных каналов (далее – ИК); измерительно-вычислительного комплекса (далее – ИВК) АИИС КУЭ.

Перечень информационно-измерительных каналов точек учета, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации в Государственном реестре средств измерений представлены в таблице 2.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), выполняющий функцию измерений и включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-1989, ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-1989, ГОСТ 1983-2001, вторичные цепи и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа «АЛЬФА А1800» класса точности 0,5S по ГОСТ 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035-1983 (в части реактивной электроэнергии), установленных на объектах ОАО «Донуголь» и соответствующие связующие компоненты.

2-й уровень – «уровень информационно-вычислительного комплекса» (ИВК) АИИС КУЭ, выполняющий функции обработки, хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, включающий в себя сервер базы данных (БД) установленный в административном здании ОАО «Донуголь», аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи и специализированное программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр».

Уровень ИК представляет собой функционально объединенную и территориально локализованную совокупность программно-технических средств учета электроэнергии.

На данном уровне формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений. Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. 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, реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мгновенной мощности, вычисляется для 30- минутных интервалов времени.

В состав ИК входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, измерительные цепи, а также счетчики, в совокупности образующие сложный измерительный канал, сигналы с выхода которого используются для получения результатов косвенных, совокупных или совместных измерений электрической энергии по всем точкам учета, задействованным в АИИС КУЭ ОАО «Донуголь».

Информационный обмен между уровнями осуществляется по радиоканалу стандарта GSM регионального оператора сотовой связи. Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на уровень ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации – перевод числа импульсов в именованные величины кВт·ч, (квар·ч), умножение измеренного счётчиками количества электроэнергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, формируются отчетные и справочные формы, которые передаются по каналам сотовой связи через интернет-провайдер на сервер ОАО «АТС», г. Москва и заинтересованным в получении информации организациям–участникам оптового рынка электроэнергии.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), на базе устройства синхронизации времени УСВ-2, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации времени обеспечивает коррекцию и поддержание системного времени информационно-вычислительных компонентов на всех уровнях АИИС КУЭ (счетчик, сервер) по единому астрономическому времени, реализуемому во время сеансов связи между уровнями. Корректировка времени уровня ИВК производится при рассогласовании более ± 2 с. Уровень ИВК (сервер) осуществляет коррекцию времени счетчиков, сличение времени осуществляется при каждом сеансе связи (допустимое рассогласование не превышает ± 2 с). Допустимая погрешность измерений календарного времени системы ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дату, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректи-

руемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Передача информации в организации – участники ОРЭ, осуществляется от сервера БД по внешнему каналу связи: основному и резервному. Основной канал связи организован через интернет-провайдера, резервный - по коммутируемому каналу стандарта GSM900/1800 регионального оператора сотовой связи.

В качестве информационно-вычислительного комплекса используется программный продукт «Альфа-Центр» производства ООО «Эльстер Метроника», г. Москва.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ ОАО «Донуголь» входит:

- операционная система Windows XP Pro Russian – 1 пакет;
- прикладное программное обеспечение Office SE XP Win 32 RussianDSP – 1 пакет;
- программное обеспечение сервера - «Альфа-Центр» - AC_PE_10 – 1 пакет;
- дополнительный модуль к программному обеспечению (ПО) «Альфа-Центр» - AC_PE_10» выполнения заданий в ручном режиме и автоматически по расписанию в формате XML – 1 пакет;
- дополнительный модуль к программному обеспечению (ПО) «Альфа-Центр» - AC_PE_10» предназначенный для синхронизации времени по спутниковым часам - «Альфа-Центр AC_Time» - 1 пакет.

Основными компонентами структурной схемы Программного обеспечения АИИС КУЭ ОАО «Донуголь» являются:

- «Альфа-Центр» - выполняет основные функции: автоматический параллельный опрос счетчиков серии Альфа с использованием различных типов каналов связи и коммутационного оборудования, накопление информации в базе данных, расчет электроэнергии с учетом временных зон, нахождение максимумов мощности для каждой временной (тарифной) зоны, представление данных для анализа в табличном и графическом виде, защита данных от несанкционированного доступа, работа с базой данных сервера с пяти рабочих мест по локальной сети;
- «Альфа-Центр Коммуникатор» - используется для описания в базе данных схем сбора данных со счетчиков электроэнергии, для ручного опроса устройств и управления автоматическими службами сбора и передачи данных «Альфа-Центр»;
- «Альфа-Центр Резерв» - используется для создания резервных копий базы данных программы «Альфа-Центр»;
- «Альфа-Центр Утилиты» - предназначено для просмотра служебной информации о HASP-ключе, состоянии базы данных, состоянии сервера и т.д.;
- «Альфа-Центр AC_Time» предназначено для синхронизации времени по спутниковым часам;
- «Альфа-Центр AC_XML» - модуль выполнения заданий в ручном режиме и автоматически по расписанию в формате XML.

ПО AC_PE_10 идентифицируется посредством чтения HASP-ключа Аладдин 5-ой версии с помощью программы Альфа-Центр Утилиты. ПО «Альфа-Центр», версия 11.02.02, дата выхода версии 27.09.2010 г.

Защита ПО от несанкционированного доступа на программном и логическом уровнях реализуется за счет многоуровневых паролей доступа, установка имени пользователя и пароля для разных пользователей с их правами и ролями.

Таблица 1 – Сведения о программном обеспечении

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
«Альфа-Центр»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	AC_PE_10 BD 11.04.01	6970 ID 10 64 62 00 28	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков	Amrc.exe			
	драйвер автоматического опроса счетчиков	Amra.exe			
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll			
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1800	encryptdll.dll			
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll			

- Комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «Альфа-Центр», включающий в себя ПО внесен в Госреестр СИ РФ под № 20481-06;
- 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»;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				К _{тт} *К _{тн} *К _{сч}	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер			
ПС 110/6,6/6,3 кВ «Г-19», Т-1 110 кВ ИК № 1	ТТ	КТ=0,5; К _{тт} =400/5; № 2793-88	А	ТФЗМ-110Б	58046	88000	Ток первичный I ₁
			В	ТФЗМ-110Б	58050		
			С	ТФЗМ-110Б	58052		
	ТН	КТ=0,5; К _{тн} =110000/√3 /100/√3; № 26452-06	А	НКФ-110	59822	88000	Напряжение первичное U ₁
			В	НКФ-110	59765		
			С	НКФ-110	60397		
	Счетчик	КТ=0,5S/1,0; U=100В; I=5(10)А R _c = 40000имп/кВт•ч К _{сч} =1; № 31857-06	А1805RA L P4GB-DW-4		01214326	88000	Напряжение вторичное U ₂ ; ток вторичный I ₂ ; энергия активная W _P ; энергия реактивная W _Q ; в двух направлениях календарное время;

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				Ктт*Ктн*Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип			
ПС 110/6,6/6,3 кВ «Г-19», Т-2 110 кВ ИК № 2	ТТ	КТ=0,5; Ктт=400/5; № 2793-88	А	ТФЗМ-110Б	58057	Ток первичный I1
			В	ТФЗМ-110Б	58088	
			С	ТФЗМ-110Б	58089	
	ТН	КТ=0,5; Ктн=110000/√3 /100/√3; № 26452-06	А	НКФ-110	59757	Напряжение первичное U1
			В	НКФ-110	69479	
			С	НКФ-110	49942	
	Счетчик	КТ=0,5S/1,0; U=100В; I=5(10)А Rc = 40000имп/кВт•ч Ксч=1; № 31857-06	А1805RAL Р4GB-DW-4		01214327	Напряжение вторичное U2; ток вторичный I2; энергия активная WP; энергия реактивная WQ; в двух направлениях календарное время;
	88000					

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				Ктт*Ктн*Ксч	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер			
ПС110/6,6 "Щебзавод" "Рабочий ввод" №1 ИК № 3	ТТ	КТ=0,5; Ктт=600/5; № 2473-05	А	ТЛМ-10	3166	Ток первичный I1	
			В	—	—		
			С	ТЛМ-10	3538		
	ТН	КТ=0,5; Ктн=6000/100 № 02611-70	А	НТМИ -6-66	7541	Напряжение первичное U1	
			В				
			С				
	Счетчик	КТ=0,5S/1,0; U=110В; I=5(10)А Rc = 40000имп/кВт•ч Ксч=1; № 31857-06	A1805RLP4GB-DW-3		01214328	Напряжение вторичное U2; ток вторичный I2; энергия активная WP; энергия реактивная WQ; календарное время;	
						7200	

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				Ктт*Клн*Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип			
ПС110/6,6 "Щебзавод" ф. "Карьер" ИК № 4	ТТ	КТ=0,5; Ктт=300/5; № 2473-05	А	ТЛМ-10	4368	Ток первичный I1
			В	-	-	
			С	ТЛМ-10	6245	
	ТН	КТ=0,5; Ктн=6000/100 № 02611-70	А	НТМИ -6-66	7541	Напряжение первичное U1
			В			
			С			
	Счетчик	КТ=0,5S/1,0; U=110В; I=5(10)А Rc = 40000имп/кВт•ч Ксч=1; № 31857-06	A1805RLP4GB-DW-3		01214329	Напряжение вторичное U2; ток вторичный I2; энергия активная WP; энергия реактивная WQ; календарное время;
	3600					

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения, номер ИК	Средство измерений				Ктт*Клн*Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип			
ПС110/6,6 "Щебзавод" ТСН-1 ИК № 5	ТТ	КТ=0,5; Ктт=100/5; № 24541-03	А	Т-0,66	097387	Ток первичный I1
			В	Т-0,66	097417	
			С	Т-0,66	097523	
	Счетчик	КТ=0,5S/1,0; U=380В; I=5(10)А Rc = 40000имп/кВт•ч Ксч=1; № 31857-06	A1805RLP4GB-DW-4		01214330	20 Напряжение вторичное U2; ток вторичный I2; энергия активная WP; энергия реактивная WQ; календарное время;

Таблица 3- Доверительные границы допускаемой относительной погрешности измерений электроэнергии в рабочих и нормальных условиях применения АИИС КУЭ ОАО «Донуголь»

Наименование характеристики	Значение
1	2
Число измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО "Донуголь"	5
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 01; 02	20...480, А
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 03	30...720, А
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 04; 05	15...300, А
Диапазон первичного напряжения (U1) для ИК № 01 - 02	99000/ $\sqrt{3}$...121000/ $\sqrt{3}$, В
Диапазон первичного напряжения (U1) для ИК № 03 - 04	5400...6600, В
Диапазон вторичного напряжения (U2) для ИК № 01 - 02	90/ $\sqrt{3}$...110/ $\sqrt{3}$, В
Диапазон вторичного напряжения (U2) для ИК № 03 - 04	90...110, В
Нагрузка ТТ для ИК № 1-2; при номинальной мощности вторичной нагрузки 20 ВА и $\cos \varphi_2 = 0,8$	7,5...30, ВА
Нагрузка ТТ для ИК № 3 - 4; при номинальной мощности вторичной нагрузки 10 ВА и $\cos \varphi_2 = 0,8$,	3,75...10, В·А
Нагрузка ТТ для ИК № 5; при номинальной мощности вторичной нагрузки 5 ВА и $\cos \varphi_2 = 0,8$,	3,75...5, В·А
Нагрузка ТН для ИК №1-2 при номинальной мощности вторичной нагрузки 400 ВА и $\cos \varphi_2 = 0,8$	100...400, В·А
Нагрузка ТН для ИК № 3 - 4 при номинальной мощности вторичной нагрузки 75 ВА и $\cos \varphi_2 = 0,8$	18,75...75, В·А
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5...1,0

Продолжение таблицы 3

1	2			
Доверительные границы относительной погрешности результата $\cos \varphi$ измерений количества активной электрической энергии и мощности ИК № 1 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в рабочих условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	1,8	2,4	2,9	5,5
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,2	1,4	1,7	3,0
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	1,0	1,2	1,4	2,3
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	1,0	1,2	1,4	2,3
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии и мощности ИК № 1; включающих ТТ с классом точности 0,5 ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 в рабочих условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	$\sin \varphi = 0,9$		$\sin \varphi = 0,6$	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	2,9		4,7	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,8		2,6	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	1,5		2,1	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	1,5		2,1	
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии и мощности ИК № 1 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в нормальных условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	1,8	2,3	2,9	5,5
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,1	1,4	1,7	3,0
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	1,0	1,1	1,3	2,2
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	1,0	1,1	1,3	2,2
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии и мощности ИК № 1 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 в нормальных условиях применения, при доверительной вероятности 0,95	$\sin \varphi = 0,9$		$\sin \varphi = 0,6$	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	2,9		4,7	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,8		2,6	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	1,5		2,0	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	1,5		2,0	

Продолжение таблицы 3

1	2			
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии и мощности ИК № 2 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в рабочих условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	1,9	2,4	2,9	5,6
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,2	1,5	1,7	3,1
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	1,0	1,2	1,4	2,4
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	1,0	1,2	1,4	2,4
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии и мощности ИК № 2; включающих ТТ с классом точности 0,5 ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 в рабочих условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	$\sin \varphi = 0,9$		$\sin \varphi = 0,6$	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	3,0		4,8	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,8		2,7	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	1,6		2,1	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	1,6		2,1	
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии и мощности ИК № 2 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в нормальных условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	1,8	2,3	2,9	5,5
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,1	1,4	1,7	3,0
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	1,0	1,1	1,3	2,2
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	1,0	1,1	1,3	2,2
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии и мощности ИК № 2 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 в нормальных условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	$\sin \varphi = 0,9$		$\sin \varphi = 0,6$	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	2,9		4,7	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,8		2,6	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	1,5		2,0	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	1,5		2,0	

Продолжение таблицы 3

1	2			
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии и мощности ИК № 3, 4 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в рабочих условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	cos φ = 1,0	cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 0,05•Iном	2,0	2,5	3,1	5,7
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 0,2•Iном	1,4	1,7	2,0	3,3
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 1,0•Iном	1,3	1,5	1,7	2,7
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 1,2•Iном	1,3	1,5	1,7	2,7
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии и мощности ИК № 3 4; включающих ТТ с классом точности 0,5 ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 в рабочих условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	sin φ = 0,9		sin φ = 0,6	
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 0,05•Iном	3,5		5,2	
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 0,2•Iном	2,2		3,0	
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 1,0•Iном	2,0		2,5	
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 1,2•Iном	2,0		2,5	
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии и мощности ИК № 3 и 4 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в нормальных условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	cos φ = 1,0	cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 0,05•Iном	1,8	2,3	2,9	5,5
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 0,2•Iном	1,1	1,4	1,7	3,0
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 1,0•Iном	1,0	1,1	1,3	2,2
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 1,2•Iном	1,0	1,1	1,3	2,2
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии и мощности ИК № 3 и 4 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 в нормальных условиях применения, при доверительной вероятности 0,95	sin φ = 0,9		sin φ = 0,6	
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 0,05•Iном	2,9		4,7	
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 0,2•Iном	1,8		2,6	
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 1,0•Iном	1,5		2,0	
в точке диапазона первичного тока сети: Π = 1,2•Iном	1,5		2,0	

Продолжение таблицы 3

1	2			
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии и мощности ИК № 5 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в рабочих условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	1,8	2,3	2,9	5,5
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,1	1,4	1,6	2,9
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	0,9	1,1	1,3	2,1
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	0,9	1,1	1,3	2,1
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии и мощности ИК №5; включающих ТТ с классом точности 0,5 ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 в рабочих условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	$\sin \varphi = 0,9$		$\sin \varphi = 0,6$	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	3,0		4,7	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,8		2,6	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	1,6		2,0	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	1,6		2,0	
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии и мощности ИК № 5 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в нормальных условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	1,7	2,3	2,8	5,4
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,0	1,2	1,5	2,7
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	0,8	0,9	1,1	1,9
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	0,8	0,9	1,1	1,9
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии и мощности ИК № 5 включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 в нормальных условиях применения, при доверительной вероятности 0,95	$\sin \varphi = 0,9$		$\sin \varphi = 0,6$	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,05 \cdot I_{ном}$	2,8		4,6	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 0,2 \cdot I_{ном}$	1,6		2,4	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,0 \cdot I_{ном}$	1,3		1,8	
в точке диапазона первичного тока сети: $\Pi = 1,2 \cdot I_{ном}$	1,3		1,8	

Примечания:

1. В Таблице 3 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. Нормальные условия эксплуатации:
 параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \div 0,5)$ Гц;
 параметры сети для ИК: диапазон напряжения - $(0,98 \div 1,02)U_n$; диапазон силы тока - $(0,05 \div 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$);
 частота - $(50 \div 0,15)$ Гц;

магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более 0,05 мТл;

температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от +5°C до +30°C; счетчиков - от +18°C до +25°C; ИВК - от +15°C до +25°C;

относительная влажность воздуха - (70±5) %;

атмосферное давление - (100±4) кПа

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

параметры сети для ИК: диапазон напряжения - (0,9 ÷ 1,1)U; диапазон силы первичного тока - (0,05 ÷ 1,2)In1 для ИК № 1 - 5; коэффициент мощности cosφ (sinφ) - 0,5 ÷ 1,0(0,6 ÷ 0,87); частота - (50 ÷ 0,15) Гц;

температура окружающего воздуха – от -35°C до +45°C для ИК № 1; от +10°C до +30°C для ИК № 2; от +5°C до +45°C для ИК № 3 и 4; от +10°C до +35°C для ИК № 5.

относительная влажность воздуха - (70±5) %;

атмосферное давление - (100±4) кПа

Для электросчетчиков:

параметры сети для ИК: диапазон напряжения - (0,9 ÷ 1,1)U; диапазон силы вторичного тока - (0,05 ÷ 1,2)In2; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) - 0,8 ÷ 1,0(0,6); частота - (50 ÷ 0,15) Гц;

магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,05 мТл;

температура окружающего воздуха – от +15°C до +25°C для ИК № 1; от +10°C до +30°C для ИК № 2; от +5°C до +45°C для ИК № 3 и 4; от +10°C до +35°C для ИК № 5;

относительная влажность воздуха - (70±5) %;

атмосферное давление - (100±4) кПа

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

температура окружающего воздуха - от +15°C до +25°C;

относительная влажность воздуха - (70±5) %;

атмосферное давление - (100±4) кПа

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-1989, ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-1989, ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035-1983 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом установленном на ОАО «Донуголь» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-1989, ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-1989, ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120000$ ч., время восстановления работоспособности $T_v = 2$ ч.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Донуголь» типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Донуголь» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Донуголь» представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Донуголь»

Обозначение изделия	Наименование изделия	Количество	Заводской номер
1	2	3	4
Составные части системы и изменения в комплектности			
ТФЗМ-110Б	измерительные трансформаторы тока	6	58046, 58050, 58052, 58057, 58058, 58059
ТЛМ-10		4	3166, 3538, 4308, 6245
Т-0,66		3	097387, 097417, 097523
НКФ-110	измерительные трансформаторы напряжения	6	60397, 59765, 59882, 59757, 69479, 49942
НТМИ-6-66		1	7541
«АЛЬФА А1800» (А1805RAL-P4GB-DW-4)	многофункциональные счетчики электроэнергии	2	01214326, 01214327
«АЛЬФА А1800» (А1805RL-P4GB-DW-3)		2	01214328, 01214629
«АЛЬФА А1800» (А1805RL-P4GB-DW-4)		1	01214330
ЛИМГ	колодки испытательные	5	—
РИ-3	разветвители интерфейсов	3	—
MP3021-T-5A-4BA	догрузочные резисторы для трансформаторов тока	2	—
MP3021-T-5A-1,5BA		3	—
MP3021-T-5A-1BA		3	—

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
MP3021-H-57,7B-60BA	догрузочные резисторы для трансформаторов напряжения	12	—
CityLine Swift	сервер АИИС КУЭ -	1	—
Siemens MC35i	GSM-терминал	4	—
Антей 904	GSM антенна на магнитном основании с усилением 5,5 дБ	4	—
ICP CON 7520AR	преобразователь интерфейсов RS-232/RS-485	2	—
19".0in TFT LCD	монитор	1	—
Canon 4018	принтер	1	—
Ippon 1000 VA Smart Power	источник бесперебойного питания	1	—
Siemens MC-35i	GSM-модем	4	—
Hakel DTR 2/6	устройство для защиты от импульсных перенапряжений и помех цифрового интерфейса RS-485	2	—
УСВ-2 ВЛСТ 237.00.000.04	УСВ	1	2113
ZPAS WZ-2285-01-11-011	шкаф электрический настенный 400x500x250 с монтажной панелью (аналог SMN1-16)	1	—
«Альфа-Центр». Многопользовательская версия для центров сбора и обработки данных АС_РЕ_10	программное обеспечение	1	—
Дополнительный модуль к программному обеспечению (ПО) «Альфа-Центр» - АС_РЕ_10» - «Альфа ЦЕНТР АС_XML»		1	—
Дополнительный модуль к программному обеспечению (ПО) «Альфа-Центр» - АС_РЕ_10» - «Альфа-Центр АС_Time»		1	—
Windows XP Pro Russian Windows XP Pro Russian		1	—
Прикладное ПО Office SE XP Win 32 RussianDSP Office SE XP Win 32 RussianDSP		1	—

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Запасные части, инструмент, приспособления и средства измерения (ЗИП)			
A1805RAL-P4GB-DW-4	Счётчик электроэнергии мощности серии «АЛЬФА А1800»	1	—
3P EKF BA 47-63 3p (х-ка C) 1A	автоматический выключатель	1	—
3P EKF BA 47-63 3p (х-ка C) 3A		2	—
2P EKF BA47-63 2p (х-ка C) 1A		6	—
2P EKF BA47-63 2p (х-ка C) 3A		1	—
2P EKF BA47-63 2p (х-ка C) 6A		2	—
ZIS Pilot	сетевой фильтр Пилот S 220В	1	—
Mean Well DR-4512	блок питания	1	—
Chinfa DRA 10-12		2	—
Compact 216	стойка для компьютера раздвижная	1	—
Comfort GTP C-38	стул офисный	1	—
Эксплуатационная документация			
БЕКВ.422231.047.РП	Руководство пользователя на АИИС КУЭ ОАО «Донуголь»	1	—
БЕКВ.422231.047.ИЭ	Инструкция по эксплуатации. Технологическая инструкция на АИИС КУЭ ОАО «Донуголь»	1	—
БЕКВ.422231.047.ПФ	Паспорт-формуляр на АИИС КУЭ ОАО «Донуголь»	1	—
БЕКВ.422231.047.В1	Перечень входных сигналов и данных на АИИС КУЭ ОАО «Донуголь»	1	—
БЕКВ.422231.047.В2	Перечень выходных сигналов (документов) на АИИС КУЭ ОАО «Донуголь»	1	—
БЕКВ.422231.047.И4	Инструкция по формированию и ведению базы данных на АИИС КУЭ ОАО «Донуголь»	1	—
БЕКВ.422231.047.МИ	Методика измерений на АИИС КУЭ ОАО «Донуголь»	1	—
БЕКВ.422231.047.МП	Методика поверки	1	—

Поверка

Осуществляется по документу "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Донуголь», БЕКВ.422231.047 Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

Счетчик Альфа А1800 – в соответствии с документом мп-2203-0042-2006 «Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

устройство синхронизации времени (УСВ-2), принимающее сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). Поверка производится в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТИ» 12 мая 2010 г.

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии «Альфа-Центр» - в соответствии с документом «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии «Альфа-Центр. Методика поверки», ДЯИМ.466453.06МПО утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;

радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе БЕКВ.422231.047.РЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Донуголь» на ПС-110/6,6/6,3 кВ «Г-19» Шахты «Шерловская-Наклонная» и ПС-110/6,6 кВ «Щебзавод». Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Донуголь»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 7746-1989, ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 1983-1989, ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электроэнергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ 26035-83 «Счетчики электроэнергии переменного тока электронные. Общие

- технические условия».
7. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
 8. МИ 2441-97. «Испытания для целей утверждения типа измерительных систем. Общие требования».
 9. БЕКВ.422231.047.РЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Донуголь» на ПС-110/6,6/6,3 кВ «Г-19» Шахты «Шерловская-Наклонная» и ПС-110/6,6 кВ «Щебзавод». Руководство по эксплуатации».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Региональная инженерно-технологическая энергокомпания – СОЮЗ» (ЗАО «РИТЭК – СОЮЗ»).

Юридический адрес: 350033, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 2

Почтовый адрес: 350033, г. Краснодар, ул. Демуса, 50

Тел./факс: (861) 260-48-14

E-mail: mail@ritek-souz.ru

Испытатель

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва

ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков

М.п.

« ____ » _____ 2011 г.