

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-8

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-8 предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-8 (далее - АИИС КУЭ) является средством измерений единичного производства. Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1) первый уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК) точек измерений, выполняющие функцию измерений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности и включающие в себя:

– измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001;

– измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001;

– счетчики электрической энергии класса точности 0,5S в режиме измерений активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, класса точности 1,0 в режиме измерений реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, установленные на присоединениях, указанных в таблице 1 (13 точек измерений);

– вторичные электрические цепи;

2) второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) RTU-327, устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ) и каналобразующую аппаратуру;

3) третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) включает в себя сервер ООО «Газпром энерго», программное обеспечение (далее - ПО «АльфаЦЕНТР»), УССВ, автоматизированные рабочие места (далее - АРМ) ООО «Газпром энерго», сервер АО «Межрегионэнергосбыт», каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (далее - ИК) АИИС КУЭ. Перечень и состав ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на измерении первичного тока и напряжения с использованием измерительных трансформаторов в аналоговые унифицированные сигналы, 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, 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.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерений и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи стандарта RS-485 поступает на преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet - Моха NPort и далее с помощью SHDSL-модемов через коммутатор (Switch) - на УСПД. В УСПД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных на сервер ООО «Газпром энерго».

Сервер ООО «Газпром энерго» производит опрос УСПД по основному спутниковому каналу связи и в случае сбоя работы основного канала связи по резервным ГЧ и GSM каналам. На сервере ООО «Газпром энерго» осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС» и всем заинтересованным субъектам ОРЭ осуществляется по сети Internet с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP в виде отчетов в формате XML с возможностью использования электронно-цифровой подписи.

В АИИС КУЭ реализован информационный обмен данными (макеты XML формата 80020, 80030) со смежной АИИС КУЭ АО «Межрегионэнергообит» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 65280-16).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени УССВ-2, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемников.

Сличение часов сервера ООО «Газпром энерго» с УССВ-2 производится 1 раз в час, коррекция часов сервера выполняется при расхождении с УССВ-2 на величину более ± 1 с.

Сличение часов УСПД с УССВ-2 производится 1 раз в 30 минут, коррекция часов УСПД выполняется при расхождении с УССВ-2 на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более ± 1 с. Передача информации от счётчика электрической энергии до УСПД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Таблица 1 - Перечень и состав ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ					
		Вид СИ	Фаза	Обозначение	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Класс точности, пределы допускаемой погрешности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 21	ТТ	А	ТЛП-10-6	30709-11	0,2S	300/5
			В	ТЛП-10-6			
			С	ТЛП-10-6			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	±2 с	3600			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	±1 мкс	-			
2	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 19	ТТ	А	ТОЛ-10	7069-79	0,5	100/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	±2 с	1200			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	±1 мкс	-			
3	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч.17	ТТ	А	ТОЛ-10	7069-79	0,5	300/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	±2 с	3600			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	±1 мкс	-			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 15	ТТ	А	ТВЛМ-10	1856-63	0,5	100/5
			В	-			
			С	ТВЛМ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	± 2 с	1200			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	± 1 мкс	-			
5	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 13	ТТ	А	ТВЛМ-10	1856-63	0,5	150/5
			В	-			
			С	ТВЛМ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	± 2 с	1800			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	± 1 мкс	-			
6	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 9	ТТ	А	ТВЛМ-10	1856-63	0,5	150/5
			В	-			
			С	ТВЛМ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	± 2 с	1800			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	± 1 мкс	-			
7	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 4	ТТ	А	ТВЛМ-10	1856-63	0,5	200/5
			В	-			
			С	ТВЛМ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	± 2 с	2400			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	± 1 мкс	-			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 12	ТТ	А	ТВЛМ-10	1856-63	0,5	300/5
			В	-			
			С	ТВЛМ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	±2 с	3600			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	±1 мкс	-			
9	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 14	ТТ	А	ТЛО-10	25433-03	0,2S	300/5
			В	ТЛО-10			
			С	ТЛО-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	±2 с	3600			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	±1 мкс	-			
10	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 16	ТТ	А	ТВЛМ-10	1856-63	0,5	150/5
			В	-			
			С	ТВЛМ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	±2 с	1800			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	±1 мкс	-			
11	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 18	ТТ	А	ТВЛМ-10	1856-63	0,5	150/5
			В	-			
			С	ТВЛМ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	±2 с	1800			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	±1 мкс	-			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
12	ПС 110/6 кВ УПП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 20	ТТ	А	ТОЛ-10	7069-79	0,5	200/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	±2 с	2400			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	±1 мкс	-			
13	ПС 110/6 кВ УПП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 22	ТТ	А	ТЛО-10	25433-03	0,2S	100/5
			В	-			
			С	ТЛО-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	AS1440-512-RAL-P3W-B	48535-11	0,5S/1,0	-	
УСПД	RTU-327-E1-B04-M04	41907-09	±2 с	1200			
СОЕВ	УССВ-2	54074-13	±1 мкс	-			

Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице. Замена оформляется актом в установленном в ООО «Газпром энерго» порядке, который хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- автоматическое измерение средних на тридцатиминутных интервалах времени значений активной и реактивной электрической мощности;
- периодический (каждые 30 мин или два раза в сутки для каналов сотовой связи) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии и средней мощности с заданной дискретностью и данных о состоянии средств измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в базе данных сервера, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование) и от несанкционированного доступа;
- хранение в счетчиках тридцатиминутных приращений электрической энергии в двух направлениях не менее 45 суток, а при отключении питания - не менее 10 лет;
- формирование, ведение и хранение журнала событий АИИС КУЭ;
- формирование и передача в автоматическом режиме отчетных документов в центры сбора информации, в том числе осуществление сервером обмена информацией с ИВК смежных АИИС КУЭ в виде макетов файлов в xml-формате;
- обеспечение защиты с использованием электронной цифровой подписи при передаче измерительной информации в центры сбора;

- предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений АИИС КУЭ;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на аппаратном (пломбирование счетчиков, испытательных коробок, механическая защита шкафа сервера АИИС КУЭ) и программном уровне (авторизация пользователей, регистрация событий в журнале);
 - диагностика, мониторинг функционирования, конфигурирование и настройка параметров технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.
- Пломбирование средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, выполняется в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54 для файла «ac_metrology.dll»
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ при измерении тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности приведены в таблицах 3 и 4. В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК при измерении активной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1*)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1; 9; 13 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	$\pm 1,5$	$\pm 1,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,5$	$\pm 0,9$	$\pm 1,5$	$\pm 0,9$	$\pm 1,5$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 2,3$	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 1,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$	$\pm 2,1$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2 - 8; 10 - 12 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	Не норм.	Не норм.	±1,8	±2,2	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6
	0,8	Не норм.	Не норм.	±2,9	±3,2	±1,7	±2,1	±1,3	±1,9
	0,5	Не норм.	Не норм.	±5,5	±5,7	±3,0	±3,3	±2,3	±2,7

Примечание - В таблице приняты следующие обозначения: $I_{2(1)}$, I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} - значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; (1*) - границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности $\cos\phi$, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$; δ_o - границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} - границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	$\sin\phi$	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_2 \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %
1; 9; 13 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0	0,6	±2,4	±3,9	±1,9	±3,7	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	0,87	±2,0	±3,6	±1,5	±3,3	±1,3	±3,3	±1,3	±3,3
2 - 8; 10 - 12 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0	0,6	Не норм.	Не норм.	±4,6	±5,5	±2,6	±4,0	±2,1	±3,7
	0,87	Не норм.	Не норм.	±2,7	±4,1	±1,8	±3,5	±1,5	±3,4

Примечание - В таблице приняты следующие обозначения: I_2 , I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} - значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o - границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} - границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК АИИС КУЭ:	13
Нормальные условия эксплуатации компонентов ИК АИИС КУЭ:	
– температура окружающей среды, °С	от +20 до +25
– параметр сети: напряжение, в долях от номинального значения U_H	$1,00 \pm 0,02$
– параметр сети: сила тока, в долях от номинального значения I_H	$1,1 \pm 0,1$
Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:	
– температура окружающего воздуха трансформаторов, °С	от -45 до +40
– температура окружающего воздуха счетчиков, °С	от +10 до +35
– температура окружающего воздуха УСПД, °С	от +10 до +40
– температура окружающего воздуха ИВК, °С	от +15 до +30
– относительная влажность воздуха при 30 °С, %, не более	90
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ - параметры сети:	
– напряжение, в долях от номинального значения U_H	$1,0 \pm 0,1$
– сила тока, в долях от номинального значения I_H	от 0,01(0,05) до 1,2
– частота, в долях от номинального значения f_H	$1,00 \pm 0,02$
– коэффициент мощности (cosφ)	от 0,5 до 1,0
– индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	0,5
Параметры электрического питания средств приёма-передачи данных:	
– напряжение переменного тока, В	220 ± 10
– частота переменного тока, Гц	$50,0 \pm 0,2$
Среднее время наработки на отказ компонентов АИИС КУЭ, ч, не менее	
– измерительных трансформаторов тока	4000000
– измерительных трансформаторов напряжения	4000000
– счетчиков Альфа AS1440	120000
– УСПД RTU-327	35000
– сервера	50000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят основные технические средства и документация, приведённые в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента АИИС КУЭ	Количество
Трансформаторы тока ТЛП-10	3 шт.
Трансформаторы тока ТОЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока ТЛО-10	5 шт.
Трансформаторы тока ТВЛМ-10	14 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные Альфа AS1440	13 шт.
Устройства сбора и передачи данных RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации системного времени УССВ-2	1 шт.
Сервер Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1 шт.
Автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора	1 шт.
Методика поверки МП-312235-009-2017	1 экз.
Формуляр ЭК.411711.03.003.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-009-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-8. Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 19.10.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;

- радиочасы МИР РЧ-02-01 (рег. № 46656-11), абсолютная погрешность привязки к шкале UTC ± 35 мкс;

- прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энергомонитор 3.3Т» (рег. № 31953-06), действующее значение напряжения от $0,01 \cdot U_n$ до $1,5 \cdot U_n$, относительная погрешность $\pm [0,1 + 0,01((U_n/U) - 1)]$ %; действующее значение переменного тока от $0,005 \cdot I_n$ до $1,5 \cdot I_n$, относительная погрешность $\pm [0,1 + 0,01((I_n/I) - 1)]$ %; частота переменного тока от 45 до 75 Гц, абсолютная погрешность $\pm 0,01$ Гц;

- прибор комбинированный Testo 622 (Рег. № 44744-10): диапазон измерений давления от 300 до 1200 гПа, допускаемая абсолютная погрешность ± 5 гПа; диапазон измерений температуры от минус 10 до 60 °С, допускаемая абсолютная погрешность $\pm 0,3$ °С; диапазон измерений влажности от 10 до 98 %, допускаемая относительная погрешность ± 3 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-8, аттестованном ООО «РусЭнергоПром» (аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.)

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-8

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

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

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

Изготовитель

Оренбургский филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»)

ИНН: 7736186950

Адрес: 460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, д. 26

Юридический адрес: 460021, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, д. 11

Телефон (факс): (3532) 68-71-26 ((3532) 68-71-27)

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс» (ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26

Телефон: +7 (351) 958-02-68

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.