

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ №615 «Бугры»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ №615 «Бугры» (далее – АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры» является двухуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации:

- первый – уровень измерительных каналов (далее – ИК);
- второй – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ);

В состав АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры» входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий ИК и ИВКЭ;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИК;
- формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;
- передача в организации – участники ОРЭ результатов измерений (1 раз в сутки);
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны организаций – участников ОРЭ (1 раз в сутки);
- организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);
- синхронизация времени в автоматическом режиме всех элементов ИК и ИВКЭ (счетчик, шлюз Е-422, сервер АРМ ПС, УСПД ТК-16L) с помощью СОЕВ, соподчиненной национальной шкале времени безотносительно к интервалу времени с погрешностью не более ± 5 с;
- автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств ИК и ИВКЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры» включает следующие уровни:

1-й уровень ИК включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5; 1,0;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5;

- счетчики электрической энергии многофункциональные DIALOG ZDM класса точности 0,2S/0,5;
 - вторичные измерительные цепи.
- 2-й уровень ИВКЭ включает в себя:
- технические средства приемо-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
 - устройство сбора и передачи данных (УСПД).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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 вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электрической энергии.

АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры» оснащена СОЕВ. Синхронизация времени производится с помощью устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования (GPS). От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД, а от них – внутренние часы счетчиков, подключенных к УСПД.

Регламентированный доступ к информации серверов данных АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры» с автоматизированных рабочих мест (АРМ) операторов осуществляется через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия по интерфейсу Ethernet.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- испытательной коробки (специализированного клеммника);
- крышки клеммных отсеков счетчиков.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

- передача данных по присоединениям в ОАО «АТС» и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
 - автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
 - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры», событий в АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры»;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры»;
- Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):
- обработка результатов измерений в соответствии с параметризацией УСПД;
 - автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).
- Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

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
СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	Метроскоп	1.00	D233ED6393702747 769A45DE8E67B57E	MD5 (RFC 1321)

- Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:
- установкой пароля на счетчик;
 - установкой пароля на сервер;
 - защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				К _{тт} · К _{тн} · К _{сч}	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики		
Номер ИК, код точки и змерений	Наименование объ-екта учета	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Доверительные границы отно-сительной погрешности ре-зультата измерений количест-ва активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:					
					Основная погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях экс-плуатации, ± %		
					cos φ = 0,87 sin φ = 0,5			cos φ = 0,5 sin φ = 0,87		
1	2	3		4		5	6	7	8	
1	220 Бугры-Южная (-)	ТТ1	КТ=1		A	ТВ-220	264000	Активная Реактивная	не нормиру-ется *	не нормируется *
			К _{тт} =600/5		B	ТДУ-220				
			ф.А 20644-03 ф.ВС 37471-08		C	ТДУ-220				
		ТТ2	КТ=1		A	ТДУ-220				
			К _{тт} =600/5		B	ТДУ-220				
			37471-08		C	ТДУ-220				
		ТН	КТ=0,5		A	НКФ-220-58				
			К _{тн} =220000:√3/100:√3		B	НКФ-220-58				
			14626-00		C	НКФ-220-58				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5		DIALOG ZMD					
			К _{сч} =1							
			22422-07							

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
2	220 Гулево-Бугры 1 (-)	ТТ	КТ=1	A	ТДУ-220	264000	Активная Реактивная	$\pm 1,7\%$ $\pm 4,0\%$	$\pm 9,0\%$ $\pm 4,0\%$
			КТТ=600/5	B	ТДУ-220				
			37471-08	C	ТДУ-220				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-220-58				
			$К_{ТН}=220000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	НКФ-220-58				
			14626-00	C	НКФ-220-58				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

3	220 Гулево-Бугры 2 (-)	ТТ	КТ=1	A	ТДУ-220	264000	Активная Реактивная	$\pm 1,7\%$ $\pm 4,0\%$	$\pm 9,0\%$ $\pm 4,0\%$
			КТТ=600/5	B	ТДУ-220				
			37471-08	C	ТДУ-220				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-220-58				
			$К_{ТН}=220000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	НКФ-220-58				
			14626-00	C	НКФ-220-58				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

4	110 Бугры-Ваулово 1 (-)	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110	110000	Активная Реактивная	не нормиру- ется *	не нормируется *
			КТТ=500/5	B	ТВ-110				
			29255-05	C	ТВ-110				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ 110-57				
			$К_{ТН}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	НКФ 110-57				
			14205-05	C	НКФ 110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
5	110 Бугры-Ваулово 2(-)	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110	165000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=750/5	B	ТВ-110				
			29255-05	C	ТВ-110				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-57				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-57				
			14205-05	C	НКФ-110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

6	110 Бугры-Лопасня 1 (-)	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110	165000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=750/5	B	ТВ-110				
			29255-05	C	ТВ-110				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ 110-57				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ 110-57				
			14205-05	C	НКФ 110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

7	110 Бугры-Лопасня 2 (-)	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110	165000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=750/5	B	ТВ-110				
			29255-05	C	ТВ-110				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-57				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-57				
			14205-05	C	НКФ-110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
8	110 Бугры-Полиграф (-)	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110	165000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=750/5	B	ТВ-110				
			29255-05	C	ТВ-110				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-57				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-57				
			14205-05	C	НКФ-110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

9	110 Бугры-Столбовая (-)	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110	165000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=750/5	B	ТВ-110				
			29255-05	C	ТВ-110				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ 110-57				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ 110-57				
			14205-05	C	НКФ 110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

10	ОМВ 110кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110	165000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=750/5	B	ТВ-110				
			29255-05	C	ТВ-110				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ 110-57				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ 110-57				
			14205-05	C	НКФ 110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
11	35 Бугры-Барсуки 1(-)	ТТ	КТ=0,5	A	TB	42000	Активная Реактивная	не нормиру- ется *	не нормирует- ся *
			КТТ=600/5	B	TB				
			19720-00	C	TB				
		ТН	КТ=0,5	A	3НОМ-35				
			$К_{ТН}=35000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	3НОМ-35				
			912-54	C	3НОМ-35				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						
12	35 Бугры-Барсуки 2(-)	ТТ	КТ=0,5	A	TB	42000	Активная Реактивная	$\pm 1,1\%$ $\pm 2,3\%$	$\pm 5,0\%$ $\pm 2,6\%$
			КТТ=600/5	B	TB				
			19720-00	C	TB				
		ТН	КТ=0,5	A	3НОМ-35				
			$К_{ТН}=35000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	3НОМ-35				
			912-54	C	3НОМ-35				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						
13	35 Бугры-Лосево 1 (-)	ТТ	КТ=0,5	A	TB	42000	Активная Реактивная	$\pm 1,1\%$ $\pm 2,3\%$	$\pm 5,0\%$ $\pm 2,6\%$
			КТТ=600/5	B	TB				
			19720-00	C	TB				
		ТН	КТ=0,5	A	3НОМ-35				
			$К_{ТН}=35000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	3НОМ-35				
			912-54	C	3НОМ-35				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
14	35 Бугры-Лосево 2 (-)	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ	42000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=600/5	B	ТВ				
			19720-00	C	ТВ				
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОМ-35				
			КТН=35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35				
			912-54	C	ЗНОМ-35				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

15	ф 2 10 кВ	ТТ	КТ=0.5	A	ТПЛМ-10	4000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=200/5	B	-				
			2363-68	C	ТПЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

16	ф 5 10 кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	4000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,5%
			КТТ=200/5	B	-				
			1856-63	C	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
17	ф 6 10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	4000	Активная Реактивная	не нормирует- ся *	не нормирует- ся *
			КТТ=200/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						
18	ф. №10 10кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	4000	Активная Реактивная	не нормирует- ся *	не нормирует- ся *
			КТТ=200/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						
19	ф. №11 10кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10	6000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=300/5	В	-				
			2473-00	С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
20	ф. №12 10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10	6000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=300/5	В	-				
			2473-00	С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						
21	ф. №3 10кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	4000	Активная Реактивная	не нормирует- ся *	не нормирует- ся *
			КТТ=200/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						
22	ф. №4 10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	4000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=200/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
23	ф. №7 10кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	4000	Активная Реактивная	не нормирует- ся *	не нормирует- ся *
			КТТ=200/5	B	-				
			1856-63	C	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						
24	ф. №8 10кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТПЛМ-10	20000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	B	-				
			2363-68	C	ТПЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						
25	ф. №9 10 кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТПЛМ-10	20000	Активная Реактивная	не нормирует- ся *	не нормирует- ся *
			КТТ=1000/5	B	-				
			2363-68	C	ТПЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
26	Фидер №10 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

27	Фидер №14 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

28	Фидер №16 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10	3600	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=300/5	В	-				
			1276-59	С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
29	Фидер №20 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

30	Фидер №21 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

31	Фидер №22 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10	1800	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,5%
			КТТ=150/5	В	-				
			2473-00	С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
32	Фидер №23 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

33	Фидер №24 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

34	Фидер №25 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
35	Фидер №26 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

36	Фидер №27 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

37	Фидер №3 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
38	Фидер №37 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

39	Фидер №38 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

40	Фидер №39 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
41	Фидер №41 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

42	Фидер №42 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

43	Фидер №43 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
44	Фидер №44 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

45	Фидер №46 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

46	Фидер №48 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10	3600	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=300/5	В	-				
			1276-59	С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
47	Фидер №5 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						
48	Фидер №6 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						
49	Фидер №7 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
50	Фидер №9 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,6%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
			Ксч=1						
			22422-07						

51	Арт.скважина	ТТ	КТ=0,5	А	T-0,66 У3	10	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,9%	± 4,0% ± 2,5%	
			КТТ=50/5	В	T-0,66 У3					
			17551-03	С	T-0,66 У3					
		ТН	нет ТН							
			Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
				Ксч=1						
				22422-07						

52	Гараж жилгородка	ТТ	КТ=0,5	А	T-0,66 У3	60	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,9%	± 4,0% ± 2,5%	
			КТТ=300/5	В	T-0,66 У3					
			17551-03	С	T-0,66 У3					
		ТН	нет ТН							
			Счетчик	КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD					
				Ксч=1						
				22422-07						

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	
53	Котельн.№1	ТТ	КТ=0,5	A	T-0,66 У3	40	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,9%	± 4,0% ± 2,5%	
			КТТ=200/5	B	T-0,66 У3					
			15698-96	C	T-0,66 У3					
		Счетчик	нет ТН							
			КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD						
			Ксч=1							
		22422-07								
54	Котельн.№2	ТТ	КТ=0,5	A	T-0,66 У3	40	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,9%	± 4,0% ± 2,5%	
			КТТ=200/5	B	T-0,66 У3					
			21573-01	C	T-0,66 У3					
		Счетчик	нет ТН							
			КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD						
			Ксч=1							
		22422-07								
55	Котельн.№3	ТТ	КТ=0,5	A	T-0,66 У3	40	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,9%	± 4,0% ± 2,5%	
			КТТ=200/5	B	T-0,66 У3					
			15698-96	C	T-0,66 У3					
		Счетчик	нет ТН							
			КТ=0,2S/0,5	DIALOG ZMD						
			Ксч=1							
		22422-07								

Таблица 2 - продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	
56	Котельн.№4	ТТ	КТ=0,5	A	T-0,66 У3	40	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,9%	± 4,0% ± 2,5%	
			КТТ=200/5	B	T-0,66 У3					
			15698-96	C	T-0,66 У3					
		Счетчик	нет ТН							
			КТ=0,2S/0,5		DIALOG ZMD					
			Ксч=1							
		22422-07								
57	Мастерская	ТТ	КТ=0,5	A	T-0,66 У3	10	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,9%	± 4,0% ± 2,5%	
			КТТ=50/5	B	T-0,66 У3					
			17551-98	C	T-0,66 У3					
		Счетчик	нет ТН							
			КТ=0,2S/0,5		DIALOG ZMD					
			Ксч=1							
		22422-07								

* Данный канал является информационным.

Примечания:

1. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi=0,5$) и токе ТТ, равном $I_{\text{ном}}$.

2. В графе 8 таблицы 2 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{\text{ном}}$.

3. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 \div 1,02)U_{\text{ном}}$; диапазон силы тока $(1,0 \div 1,2)I_{\text{ном}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi=0,9$ инд.

– температура окружающего воздуха для счетчиков электрической энергии: от минус 10°C до 40°C ; УСПД – от минус 20°C до 60°C ;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха $(70\pm 5)\%$;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном1}}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном1}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– температура окружающего воздуха от -30°C до 35°C ;

– относительная влажность воздуха $(70\pm 5)\%$;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном2}}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном2}}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 15°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха $(40 \div 60)\%$;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт. ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

– температура окружающего воздуха от 15°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха $(70 \pm 5)\%$;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

– счётчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 48$ ч;

– УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 55\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч;

6. Глубина хранения информации:

– счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 30 лет.

– УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 3 лет.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на однотипные с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена

оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры» как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени ± 5 с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени ± 5 с/сут.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ №615 «Бугры».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры» приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры»

Наименование	Тип	Количество
Измерительный трансформатор тока	ТВ-220	1 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТДУ-220	11 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-110	21 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ	12 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПЛМ-10	8 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВЛМ-10	12 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10	4 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	44 шт.
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	21 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-220-58	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	DIALOG ZMD	57 шт.
Устройство сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 шт.
Методика поверки		1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ПС 220 кВ №615 «Бугры» – АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры». Методика поверки. ЕМНК.466454.030-212.МП», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 21 июня 2012 года.

Рекомендуемые средства поверки:

– переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электрической энергии и с программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011;

– мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;

– радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС 220 кВ №615 «Бугры». Свидетельство об аттестации № 01.00230 / 7 – 2012 от 21.06.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 220 кВ №615 «Бугры»

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

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

Изготовитель

ЗАО «Метростандарт»

117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д.65, стр. 1.

Телефон: (495) 745-21-70; Факс (495) 705-97-50; Сайт: www.metrostandart.ru

Заявитель

ЗАО «Метростандарт»

117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д.65, стр. 1.

Телефон: (495) 745-21-70; Факс (495) 705-97-50; Сайт: www.metrostandart.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.П.

«___» _____ 2012 г.