

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ижевская ТЭЦ-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ижевская ТЭЦ-2 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ выполнена на основе системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида» (далее – ИИС Пирамида) (Госреестр № 21906-11) и представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,2, 0,5, 0,2S, 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчиков активной и реактивной электрической энергии типа EPQS и СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и 0,5 и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно - вычислительный комплекс (далее – ИВК), расположенный в помещении ЩЗБ-2 Ижевская ТЭЦ-2, обеспечивающий выполнение следующих функций:

- сбор информации от счетчиков АИИС КУЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера ИВК;
- доступ к информации и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ) и другие заинтересованные организации;
- передача информации в ОАО «АТС».

ИВК состоит из серверов сбора и базы данных, устройства синхронизации времени, автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ) персонала и программного обеспечения (далее - ПО) «Пирамида 2000», версия 20.02.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включает в себя первый и второй уровни АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

ИВК автоматически опрашивает счетчики АИИС КУЭ. В ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

ИБК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) ОАО «АТС».

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя УСВ-2, ИБК, счетчики электрической энергии.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет ИБК, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и ИБК на величину более ± 2 с.

Корректировка часов ИБК выполняется автоматически, каждую секунду, от УСВ-2 (Зав. № 29214).

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

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

Программное обеспечение

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
C12XXRec.exe	20.02	F4C2E0978D3CDAFCCC897CFEE7EB67F	MD5
CfgServApp.exe		D86FEEEB145752B56C2956D5E3FF891B	
CheckingArrivalData.exe		8537771FE152E2031571BFB312481B74	
Cutter.exe		4F32870CDEA5F9857CF0D0797FDE4F46	
DTransf.exe		82D9B99E88884498BACBA57029A0A1A F	
EnergyQualityControl.exe		AFBCB416BCABABF783A92D63E336DD AE	
EvServer.exe		B3A5DEAED081176F8667CCF9EBBF123 F	
GammaRec.exe		5F7BD0364CEFF2E29FAF7AAC8D66D28 7	
HDLCTRec.exe		A3482FF795693C5BDAAFF1F94F04937D	
Oper.exe		87B805EE4008BE3DA96018D59F806823	

Окончание таблицы 1

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
PConfig.exe	20.02	D9D7DD97A5FE1E0432943209C4C9DAB9	MD5
PSCHRec.exe		1547E412C17FC97A29D0AA052AD11ACF	
Rec.exe		58979F4BEA322658F71AC7EADFC1D490	
RecEx.exe		6D0EC5FC53BF2E5DC4C304FA422617AE	
Schedule.exe		D2196C4EB2B309D89AD61DBF7D9AB79E	
SCPEdit.exe		A9A182AB003962CCE7EB06B537B2786C	
SvcEdit.exe		C567C3BA8C9E158B5B566808BE0F3C1A	
TimeSynchro.exe		0F67A73655804CAF58373C4AA8F7C8F5	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 – Состав 1-го уровня ИК

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электрической энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
1	Ижевская ТЭЦ-2, ввод 6 кВ генератора 1Г	ТШЛ 20-I Госреестр № 21255-03 Кл. т. 0,5 10000/5 Зав. № 5547 Зав. № 5495 Зав. № 5546	ЗНОМ-15-63 Госреестр № 1593-70 Кл. т. 0,5 6000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 35320 Зав. № 34083 Зав. № 31294	EPQS 121.08.07LL Госреестр № 25971-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 257724	активная, реактивная
2	Ижевская ТЭЦ-2, ввод 10 кВ генератора 2Г	ТШВ 15Б Госреестр № 5719-03 Кл. т. 0,5 8000/5 Зав. № 124-А Зав. № 124-В Зав. № 124-С	ЗНОМ-15-63 Госреестр № 1593-05 Кл. т. 0,5 10000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 69059 Зав. № 69263 Зав. № 69264	EPQS 111.22.17LL Госреестр № 25971-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 859314	
3	Ижевская ТЭЦ-2, ввод 10 кВ генератора 3Г	ТШЛ 20-I Госреестр № 21255-03 Кл. т. 0,2 8000/5 Зав. № 161-А Зав. № 161-В Зав. № 161-С	ЗНОМ-15-63 Госреестр № 1593-70 Кл. т. 0,5 10000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 24 Зав. № 37 Зав. № 29	EPQS 111.22.17LL Госреестр № 25971-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 859317	
4	Ижевская ТЭЦ-2, ввод 10 кВ генератора 4Г	ТШЛ 20-I Госреестр № 21255-03 Кл. т. 0,5 8000/5 Зав. № 140 Зав. № 135 Зав. № 139	ЗНОМ-15-63 Госреестр № 1593-70 Кл. т. 0,5 10000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 96 Зав. № 77 Зав. № 86	EPQS 121.08.07LL Госреестр № 25971-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 257915	
5	Ижевская ТЭЦ-2, КРУ-6 кВ, 1 сек. ШРП-А 6 кВ, яч. 2	ТОЛ-10 Госреестр № 47959-11 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 16943 - Зав. № 16944	НАМИ-10-95 УХЛ2 Госреестр № 20186-00 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 961	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-12 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810140935	
6	Ижевская ТЭЦ-2, КРУ-6 кВ, 1 сек. ШРП-Б 6 кВ, яч. 1	ТОЛ-10 Госреестр № 47959-11 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 16891 - Зав. № 16892	НАМИ-10-95 УХЛ2 Госреестр № 20186-00 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 963	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-12 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810140819	

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электрической энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
7	Ижевская ТЭЦ-2, ввод 6 кВ реактора Р-1	ТПШЛ-10 Госреестр № 1423-60 Кл. т. 0,5 3000/5 Зав. № 4106 - Зав. № 3905	ЗНОМ-15-63 Госреестр № 1593-70 Кл. т. 0,5 6000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 35320 Зав. № 34083 Зав. № 31294	EPQS 121.08.07LL Госреестр № 25971-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 257726	активная, реактивная
8	Ижевская ТЭЦ-2, ввод 10 кВ 21Т	ТОЛ-35 Госреестр № 21256-07 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 623 - Зав. № 625	ЗНОМ-15-63 Госреестр № 1593-05 Кл. т. 0,5 10000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 69059 Зав. № 69263 Зав. № 69264	EPQS 121.08.07LL Госреестр № 25971-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 257607	
9	Ижевская ТЭЦ-2, ввод 10 кВ 22Т	ТОЛ-35 Госреестр № 21256-07 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 631 - Зав. № 615	ЗНОМ-15-63 Госреестр № 1593-05 Кл. т. 0,5 10000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 69059 Зав. № 69263 Зав. № 69264	EPQS 121.08.07LL Госреестр № 25971-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 257913	
10	Ижевская ТЭЦ-2, ввод 10 кВ 23Т	ТОЛ-35 Госреестр № 21256-07 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 624 - Зав. № 601	ЗНОМ-15-63 Госреестр № 1593-70 Кл. т. 0,5 10000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 24 Зав. № 37 Зав. № 29	EPQS 121.08.07LL Госреестр № 25971-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 257916	
11	Ижевская ТЭЦ-2, ввод 10 кВ 24Т	ТОЛ-35 Госреестр № 21256-07 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 616 - Зав. № 627	ЗНОМ-15-63 Госреестр № 1593-70 Кл. т. 0,5 10000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 96 Зав. № 77 Зав. № 86	EPQS 121.08.07LL Госреестр № 25971-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 257920	
12	Ижевская ТЭЦ-2, ввод 10 кВ 25Т	ТОЛ-35 Госреестр № 21256-07 Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 602 - Зав. № 607	ЗНОМ-15-63 Госреестр № 1593-70 Кл. т. 0,5 10000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 96 Зав. № 77 Зав. № 86	EPQS 111.22.17LL Госреестр № 25971-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 859318	

Окончание таблицы 2

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электрической энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
13	Ижевская ТЭЦ-2, КРУ-6 кВ, 2 сек. ШРП-А 6 кВ, яч. 3	ТЛО-10 Госреестр № 25433-07 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 15426 Зав. № 15430 Зав. № 15428	ЗНОЛ.06-6 Госреестр № 3344-04 Кл. т. 0,5 6000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 19644 Зав. № 19972 Зав. № 19656	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-12 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810140763	активная, реактивная
14	Ижевская ТЭЦ-2, КРУ-6 кВ, 2 сек. ШРП-Б 6 кВ, яч. 2	ТЛО-10 Госреестр № 25433-07 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 15421 Зав. № 15427 Зав. № 15424	ЗНОЛ.06-6 Госреестр № 3344-04 Кл. т. 0,5 6000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 3500 Зав. № 14074 Зав. № 19976	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-12 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810141020	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности P=0,95				Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности P=0,95			
		cos j = 1,0	cos j = 0,87	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 1,0	cos j = 0,87	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2, 4, 7	0,05I _{Н1} £ I ₁ < 0,2I _{Н1}	1,8	2,5	2,9	5,5	2,2	2,9	3,2	5,7
	0,2I _{Н1} £ I ₁ < I _{Н1}	1,2	1,5	1,7	3,0	1,7	2,0	2,2	3,4
	I _{Н1} £ I ₁ £ 1,2I _{Н1}	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
3	0,05I _{Н1} £ I ₁ < 0,2I _{Н1}	1,2	1,4	1,5	2,5	1,7	1,9	2,1	2,9
	0,2I _{Н1} £ I ₁ < I _{Н1}	0,9	1,0	1,1	1,7	1,6	1,7	1,8	2,3
	I _{Н1} £ I ₁ £ 1,2I _{Н1}	0,9	1,0	1,0	1,5	1,5	1,6	1,7	2,2
5, 6	0,02I _{Н1} £ I ₁ < 0,05I _{Н1}	1,6	2,2	2,5	4,8	1,7	2,3	2,6	4,8
	0,05I _{Н1} £ I ₁ < 0,2I _{Н1}	1,1	1,4	1,6	3,0	1,2	1,5	1,7	3,0
	0,2I _{Н1} £ I ₁ < I _{Н1}	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3
	I _{Н1} £ I ₁ £ 1,2I _{Н1}	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3
8, 9, 10, 11, 12	0,02I _{Н1} £ I ₁ < 0,05I _{Н1}	1,9	2,4	2,7	4,9	2,3	2,8	3,1	5,1
	0,05I _{Н1} £ I ₁ < 0,2I _{Н1}	1,2	1,5	1,7	3,1	1,7	2,0	2,2	3,5
	0,2I _{Н1} £ I ₁ < I _{Н1}	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
	I _{Н1} £ I ₁ £ 1,2I _{Н1}	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7

Окончание таблицы 3

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$				Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$			
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13, 14	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,5	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,2	1,5	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$			Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$		
		$\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$)	$\cos j = 0,8$ ($\sin j = 0,6$)	$\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$)	$\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$)	$\cos j = 0,8$ ($\sin j = 0,6$)	$\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$)
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2, 4, 7	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,7	4,6	2,7	6,4	5,4	3,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,2	2,6	1,8	4,3	3,9	3,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	3,8	3,5	3,1
3	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,8	2,4	1,7	4,1	3,8	3,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,7	1,4	3,5	3,3	3,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,6	1,3	3,4	3,3	3,0
5, 6	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	5,0	4,0	2,4	5,2	4,2	2,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,2	2,5	1,5	3,5	2,9	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,3	1,9	1,2	2,8	2,4	1,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,3	1,9	1,2	2,8	2,4	1,8
8, 9, 10, 11, 12	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	5,1	4,1	2,5	5,9	5,0	3,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,4	2,8	1,9	4,5	4,0	3,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	3,8	3,5	3,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	3,8	3,5	3,1
13, 14	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,6	4,4	2,5	5,8	4,7	2,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,0	2,4	1,5	3,4	2,8	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,3	1,9	1,2	2,8	2,4	1,8

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, при доверительной вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение $(220 \pm 4,4)$ В; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 - 1,02)U_n$; диапазон силы тока $(1,0 - 1,2)I_n$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ от 15°C до 35°C ; ТН от 15°C до 35°C ; счетчиков: от 21°C до 25°C ; ИВК от 15°C до 25°C ;
- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,02 - 1,2)I_{n1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от 5°C до 35°C ;
- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,02 (0,05) - 1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха 5°C до 35°C ;
- относительная влажность воздуха $(40 - 60)\%$;
- 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 10°C до 30°C ;
- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа ЕРQS – не менее 70000 ч; среднее время восстановления работоспособности 2 ч; для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 165000 ч; среднее время восстановления работоспособности 2 ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 45000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журналах событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;

Защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков АИИС КУЭ – не менее 30 лет;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и 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) Ижевская ТЭЦ-2 типографическим способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Количество (шт.)
Трансформаторы тока ТШЛ-20-I	3
Трансформаторы тока ТШВ 15Б	3
Трансформаторы тока ТШЛ 20-1	3
Трансформаторы тока ТШЛ-20-I	3
Трансформаторы тока ТОЛ-10	4
Трансформаторы тока ТОЛ-35	10
Трансформаторы тока ТЛО-10	6
Трансформаторы тока ТПШЛ-10	2
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-15-63	12

Окончание таблицы 5

Наименование (обозначение) изделия	Количество (шт.)
Трансформаторы напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-6	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	4
ИВК	1
Устройство синхронизации времени УСВ-2 (Госреестр № 41681-09)	1
ПО «Пирамида 2000»	1
Методика поверки	1
Паспорт-формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 60358-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ижевская ТЭЦ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2015 года.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков EPQS – в соответствии с методикой поверки РМ 1039597-26:2002 «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS», утвержденной Государственной службой метрологии Литовской Республики;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.09 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 АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ижевская ТЭЦ-2, свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00225/206 - 048 - 15 от 24.02.2015 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ижевская ТЭЦ-2

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

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС.Гарант» (ООО «ЕЭС.Гарант»)

Юридический адрес: 143421, Московская область, Красногорский район, 26 км автодороги «Балтия», комплекс ООО «ВегаЛайн», строение 3.

Почтовый адрес: 143421, Московская область, Красногорский район, 26 км автодороги «Балтия», комплекс ООО «ВегаЛайн», строение 3.

Тел./ факс: +7 (495) 980-59-00/+7 (495) 980-59-08

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕвроМетрология»

(ООО «ЕвроМетрология»)

Юридический/почтовый адрес: 140000, Московская область, Люберецкий район, г. Люберцы, ул. Красная, д. 4.

Тел. +7 (926) 786-90-40

Испытательный центр

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

Юридический адрес:

119361, Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель Руководителя

Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «____» _____ 2015 г.