

Регистрационный № 99333-26

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭП» по объекту АО «УК «БМЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭП» по объекту АО «УК «БМЗ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации АРМ в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется по электронной почте. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов в формате XML 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта рынка.

Сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ третьих лиц утвержденного типа, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ ИВК. УССВ обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ типа УСВ-3 осуществляется один раз в час. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более, чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более, чем ± 1 с.

Цикличность сравнения времени корректируемого и корректирующего компонентов, а также величина порога синхронизации времени являются программируемыми параметрами.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Средству измерений присвоен заводской номер 003. Заводской номер АИИС КУЭ ООО «ТЭП» по объекту АО «УК «БМЗ» указывается в формуляре АИИС КУЭ. Заводские номера измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrolology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePyramid.a.dll	SynchroNSI.dll	Verify - Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fde27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9ff8f48	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав ИИК АИИС КУЭ			УССВ/Сервер
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ ГПП БМЗ, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т1	ТОГФ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 рег. № 82676-21	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	УСВ-3 рег. № 64242-16 Сервер, совместимый с платформой x86-x64
2	ПС 110 кВ ГПП БМЗ, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т2	ТОГФ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 рег. № 82676-21	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
3	ПС 110 кВ Бежицкая, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Ф603	ТПОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1261-02	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 110 кВ Бежицкая, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Ф644	ТПОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1261-02	НОМ-6-77 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	УСВ-3 рег. № 64242-16 Сервер, совместимый с платформой x86-x64
5	ПС 110 кВ ГПП БМЗ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.7, Ф613	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
6	ПС 110 кВ ГПП БМЗ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.8, Ф623	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
7	ПС 110 кВ ГПП БМЗ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.11, Ф615	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
8	ПС 110 кВ ГПП БМЗ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.18, Ф628	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
9	ПС 110 кВ ГПП БМЗ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.9, Ф614	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
10	ЦРП БМЗ 6 кВ, РУ- 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.16, КЛ-6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 42663-09	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
11	РП-1 6 кВ, яч.9, КЛ-6 кВ ФТП-27	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
12	РП-1 6 кВ, яч.11, КЛ-6 кВ	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
13	КТП Станция нейтрализации 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ювента	ТТИ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	КТП Станция нейтрализации 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.2, КЛ-0,4 кВ Ф2	ТТИ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	УСВ-3 рег. № 64242-16 Сервер, совместимый с платформой x86-x64
15	КТП Станция нейтрализации 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.7, КЛ-0,4 кВ Ф7	ТТИ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	
16	ТП №72 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ф 2	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	
17	ТП №72 6 кВ, яч.3, КЛ-0,23 кВ	ТТИ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	
18	ТП №33 6 кВ, яч.8, КЛ-6 кВ в сторону ПС №3 6 кВ	ТОЛ-НТЗ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Меркурий 234 ART2-00 DPR кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	
19	ВРУ-0,4 кВ строения №24, КЛ-0,4 кВ БССС	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.22 кл.т. 1/2 рег. № 50460-18	
Примечания					
1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть; 2. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
3-4 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
5-12, 18 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
13-15, 17 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
16 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
19 (Счетчик 1)	1,0	-	1,5	1,0	1,0
	0,8	-	1,5	1,0	1,0
	0,5	-	1,5	1,0	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
3-4 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
5-12, 18 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,8	1,5	1,5
13-15, 17 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3
16 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,7	1,6	1,3
19 (Счетчик 2)	0,8	-	2,5	2,0	2,0
	0,5	-	2,5	2,0	2,0
Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
3-4 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
5-12, 18 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
13-15, 17 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
16 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
19 (Счетчик 1)	1,0	-	3,0	2,7	2,7
	0,8	-	3,0	2,8	2,8
	0,5	-	3,2	2,9	2,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
3-4 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,1	3,0	2,5
	0,5	-	3,5	2,3	2,1
5-12, 18 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
13-15, 17 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,2	3,2
16 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,4	3,9	3,5
	0,5	-	4,0	3,4	3,2
19 (Счетчик 2)	0,8	-	5,4	5,3	5,3
	0,5	-	5,4	5,2	5,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания					
1. Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$; 2. Для ИИК № 19 границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{5\%}$, $\delta_{20\%}$, $\delta_{100\%}$ нормируются от $I_{65\%}$, $I_{620\%}$, $I_{макс}$ соответственно; 3. Метрологические характеристики ИИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	19
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ (для ИК 1-18) - ток, % от $I_{ном}$ (для ИК 19) - коэффициент мощности - частота, Гц	от 99 до 101 от 1(5) до 120 от 5% I_6 до $I_{макс}$ 0,87 от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ (для ИК 1-18) - ток, % от $I_{ном}$ (для ИК 19) - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 от 5% I_6 до $I_{макс}$ 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G, Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR, Меркурий 234 ART2-00 DPR: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.16, ПСЧ-4ТМ.05МК.22: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.01: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Сервер АИИС КУЭ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	320000 2 165000 2 90000 2 45000 100000 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания серверов с помощью источников бесперебойного питания;
- в журналах событий счетчиков фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени;
- в журналах событий сервера фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени в счетчиках и серверах;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;

– наличие защиты на программном уровне:

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

Возможность коррекции шкалы времени:

- в счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована).
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	15
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения заземляемые серии	ЗНОЛП	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR	4
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ART2-00 DPR	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.22	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	—	1
Формуляр	МТЛ.048.003.1.01 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭП» по объекту АО «УК «БМЗ»», аттестованном ООО «Энергест», г. Химки, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314746.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергопром»

(ООО «Трансэнергопром»)

ИНН 7731411714

Юридический адрес: 119021, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Хамовники, ул. Россолимо, д. 17, стр. 5

Телефон: +7 (495) 103-45-72

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрайм»

(ООО «Энергопрайм»)

ИНН 3328030900

Адрес: 600022, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Ставровская д. 4, кв. 386

Телефон: +7 915-769-34-14

E-mail: zevladimir33@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрикслаб»

(ООО «Метрикслаб»)

ИНН 3300012154

Адрес: 600028, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10а, помещ. 11

Телефон: +7-991-444-02-96

E-mail: MetrXLab@yandex.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314899