

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Дорогобуж»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Дорогобуж» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой 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) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.21-2012 и ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерений активной электроэнергии, по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее - БД), устройство синхронизации времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-2 (далее - УСВ-2), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка.

Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера баз данных настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ-2 синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, получаемым от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC при синхронизации времени от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS для УСВ-2 составляют не более ± 10 мкс. Сервер БД, установленный в центре сбора и обработки информации (далее - ЦСОИ) ПАО «Дорогобуж», периодически сравнивает показания своих часов с показаниями часов УСВ-2. Сервер БД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-2 при любом расхождении часов сервера и УСВ-2. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При любом расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера БД, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, сервера БД отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramide.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав 1-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала			Вид электроэнергии и мощности
		ТТ	ТН	Счётчик	
1	2	3	4	5	6
1	ПС «Кислотная» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, Реактор № 1	ТШВ 15 6000/5 Кл. т. 0,2	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
2	ПС «Кислотная» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, Реактор № 2	ТШВ 15 6000/5 Кл. т. 0,2	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
3	ПС «Кислотная» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, Реактор № 3	ТШВ 15 6000/5 Кл. т. 0,2	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
4	ПС «Кислотная» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, Реактор № 4	ТШВ 15 6000/5 Кл. т. 0,2	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
5	ПС «Азотная» 110/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 15	ТШЛП-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
6	ПС «Азотная» 110/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 41	ТШЛП-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
7	ПС «Азотная» 110/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. № 18	ТШЛП-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
8	ПС «Азотная» 110/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 4 СШ, яч. № 42	ТШЛП-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ПС «Дорогобуж-2» 35/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. № 22	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-10-66 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
10	ПС «Дорогобуж-2» 35/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. № 30	ТВЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
11	ПС «Водозабор» 35/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТШП-0,66 1000/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
12	ПС «Водозабор» 35/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТШП-0,66 1000/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
13	ПС «Кислотная» 110/6 кВ, РУ-6 кВ 3 СШ, яч. 71	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
14	ПС «Кислотная» 110/6 кВ, РУ-6 кВ 4 СШ, яч. 56	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
15	ПС «Азотная» 110/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 14	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
16	ПС «Азотная» 110/6 кВ, ГРУ-6 кВ, 4 СШ, яч. 34	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
17	ПС 21 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 5	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
18	ПС 21 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 20	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ПС 94 6 кВ, РУ-6 кВ 1 СШ, яч. 17	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
20	ПС 94 6 кВ, РУ-6 кВ 2 СШ, яч. 18	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
21	ПС 70 6 кВ, РУ-6 кВ 2 СШ, яч. 16	ТПЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
22	ПС 104 0,4 кВ яч. 7	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2	активная реактивная
23	ЩУ-0,4 кВ ЗАО «Смоленская сотовая связь», ввод 0,4 кВ от ТП «Столовая № 8»	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2	активная реактивная
24	РУ-0,4 кВ ООО «Строймонтаж», ввод 0,4 кВ от ПС «ЦТМ», яч. 1	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2	активная реактивная
25	ГРЩ-0,4 кВ ИП Асилбеян Л.К., ввод 0,4 кВ от ПС «ЦТМ», яч. 2	Т-0,66 300/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
26	ВРУ-0,4 кВ производственная база ООО «Анкор-СПб», ввод 0,4 кВ от ПС «ЦТМ», яч. 4	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
27	РУ-0,4 кВ ИП Морозов Н.В., ввод 0,4 кВ от ПС «ЦТМ», яч. 5	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2	активная реактивная
28	РЩ-0,4 кВ ЗАО «ЦМА», ввод 0,4 кВ от ПС «ЦТМ», яч. 5	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2	активная реактивная
29	ПС 33 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 2 ПАО «МТС»	-	-	Меркурий 230 Кл. т. 1/2	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 4 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,2	1,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,1	1,4	2,3	1,2	1,5	2,4
5 - 10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,4
11; 12 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,0	1,5	2,7	1,5	2,0	3,0
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,0	2,9	5,4	2,4	3,2	5,5
13; 14; 17; 18; 21 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,5	5,8
15; 16; 19; 20 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
22 - 24; 27; 28 (Сч 1)	$0,2 I_6 \leq I_1 \leq I_{max}$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0,1 I_6 \leq I_1 < 0,2 I_6$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0,05 I_6 \leq I_1 < 0,1 I_6$	1,5	1,5	1,5	3,4	3,5	3,5
25; 26 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
29 (Сч 1)	$0,2 I_6 \leq I_1 \leq I_{max}$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,2	3,2
	$0,1 I_6 \leq I_1 < 0,2 I_6$	1,0	1,5	1,5	2,9	3,5	3,5
	$0,05 I_6 \leq I_1 < 0,1 I_6$	1,5	1,5	1,5	3,4	3,5	3,5

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 4 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,3	1,0	1,8	1,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,4	1,1	1,9	1,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,0	1,4	2,3	1,9
5 - 10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,8
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,7	2,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,3	2,5	4,5	2,8
11; 12 (ТТ 0,5S; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	4,5	2,9	5,4	4,2
13; 14; 17; 18; 21 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,4	2,7	5,6	4,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	4,6	3,0	5,8	4,5
15; 16; 19; 20 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,4	2,7	5,6	4,4
22 - 24; 27; 28 (Сч 2)	$0,2 I_6 \leq I_1 \leq I_{\max}$	2,2	2,2	6,4	6,4
	$0,1 I_6 \leq I_1 < 0,2 I_6$	2,2	2,2	6,4	6,4
	$0,05 I_6 \leq I_1 < 0,1 I_6$	2,8	2,8	6,6	6,6
25; 26 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,3	2,6	5,5	4,3
29 (Сч 2)	$0,2 I_6 \leq I_1 \leq I_{\max}$	2,0	2,0	5,8	5,8
	$0,1 I_6 \leq I_1 < 0,2 I_6$	2,5	2,5	6,0	6,0
	$0,05 I_6 \leq I_1 < 0,1 I_6$	2,5	2,5	6,0	6,0

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
 3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 28 °С.
 4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	29
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от -40 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - СЭТ-4ТМ.02М - СЭТ-4ТМ.03М - Меркурий 230 - ПСЧ-4ТМ.05МК - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	165000 220000 150000 165000 2 100000 1 35000 2 85 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и на сервере;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Дорогобуж» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТШВ 15	5719-03	8
Трансформаторы тока	ТШЛП-10	19198-00	8
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	1856-63	4
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	15173-01	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-11	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	22192-07	8
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	52667-13	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-02	8
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	46738-11	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-08	12
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	36697-12	12

Окончание таблицы 6

1	2	3	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 230	23345-07	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	64450-16	7
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	МП 1-2018	-	1
Паспорт-формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Дорогобуж». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному АО ГК «Системы и Технологии» 01 февраля 2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения - по 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 СЭТ-4ТМ.02М - по документу «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.;

- счетчиков Меркурий 230 - по документу «Методика поверки» АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованному с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации, Часть 2 «Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03 апреля 2017 г.

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК - по документу ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.

- УСВ-2 - по документу ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;

- устройство синхронизации времени УСВ-2, измеряющее текущие значения времени и даты по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS (Рег. № 41681-10);

- термогигрометр «Ива-6А-КП-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 % до 90 %, дискретность 0,1 % (Рег. №46434-11);

- миллитесламетр ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 1999 мТл (Рег. № 28134-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПАО «Дорогобуж», аттестованной АО ГК «Системы и технологии», аттестат аккредитации № RA.RU.312308 от 04.10.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Дорогобуж»

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

Публичное Акционерное Общество «Дорогобуж» (ПАО «Дорогобуж»)

ИНН 6704000505

Адрес: 215713 Смоленская область, Дорогобужский р-н, г. Дорогобуж, ул.Мира д.6

Тел./ факс: (48144)6-82-07; (48144)6-85-72/ (48144)4-12-55

E-mail: root@drg.dol.ru

Заявитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Юридический адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8, помещение 59

Тел./ факс: (4922) 33-67-66/ 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Тел./ факс: (4922) 33-67-66/ 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Аттестат аккредитации АО ГК «Системы и Технологии» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312308 от 04.10.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.