

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85910-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Бокситогорские городские электрические сети

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Бокситогорские городские электрические сети (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер многофункциональный «Интеллектуальный контроллер SM160-02M» (далее-УСПД), каналобразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД): СБД ООО «РКС-энерго» с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» с установленным ПО «Пирамида Сети», СБД АО «ЛОЭСК» с установленным ПО «Пирамида 2000», устройства синхронизации времени УСВ-2 и УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации. СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» - (далее - сервер ИВК).

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 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 1 – 4 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на ИВК ПАО «Россети Ленэнерго». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 5-16 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК АО «ЛОЭСК», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии и считывают с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АО «ЛОЭСК» и ПАО «Россети Ленэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML и отправляют данные коммерческого учета на ИВК ООО «РКС-энерго».

ИВК ООО «РКС-энерго» раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени типа УСВ-2 и УСВ-3, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго», периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с и более, ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД производится независимо от величины расхождения со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго».

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 1 – 4 со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 5 - 16 со шкалой времени ИВК АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 305/22 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида Сети». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
1	2
ПО «АльфаЦЕНТР»	
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида Сети»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида 2000»	
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParsePiramida.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор модуля ПО	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Бокситогорская (ПС-32), КРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.32-01	ТЛП-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	Интеллектуальный контроллер SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» /УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
2	ПС 110 кВ Бокситогорская (ПС-32), КРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.32-04	ТЛП-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
3	ПС 110 кВ Бокситогорская (ПС-32), КРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.32-07	ТЛП-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
4	ПС 110 кВ Бокситогорская (ПС-32), КРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.32-15	ТЛП-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ТП-25, РУ-6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. Кондратово	ТПОЛ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
6	ПС 35 кВ Губская, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.ВВОД №1 от ПС "Губская"	ТПОЛ 10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
7	ПС 35 кВ Губская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6кВ, КЛ-6 кВ ф.ВВОД №2 от ПС "Губская"	ТПОЛ 10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
8	ПС 35 кВ Губская, РУ-0,4 кВ, ВЛ - 0,4 кВ ф."Частный сектор"	Т-0,66 50/5, КТ 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
9	ТП-15 КОС 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ, КЛ-0,6 кВ ф.1 "Питание от ТП- 15КОС на РП-6"	ТОЛ-СВЭЛ 300/5, КТ 0,5 Рег. № 42663-09	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 55024-13	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
10	ТП-15КОС 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ-0,6 кВ ф.2 "Питание от ТП- 15КОС на РП-6"	ТОЛ-СВЭЛ 300/5, КТ 0,5 Рег. № 42663-09	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 55024-13	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
11	ВЛ-6 кВ ф.32-17, отпайка от оп.21 в сторону ТП-15, оп.5, ПСС-10-ПУ-У	ТОЛ-ЭС-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 34651-07	ЗНОЛ.06 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
12	ТП-33, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 600/5, КТ 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

УСВ-3, рег. № 64242-16 /
СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	КТПН №20603-06, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 200/5, КТ 0,5S Пер. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	,	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
14	КТПН №13-04-02, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 300/5, КТ 0,5S Пер. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
15	КТПН №13-08-04, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 600/5, КТ 0,5S Пер. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18		
16	КТПН №13-08-04, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП 600/5, КТ 0,5S Пер. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 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 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-5	Активная	1,3	2,2
	Реактивная	2,0	3,7
6, 7, 9-11	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,0	5,2
8, 12	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	1,8	5,1
13-16	Активная	1,1	2,1
	Реактивная	1,8	3,6
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (\pm) с			5

Продолжение таблицы 3

<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C</p>

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	16
<p>Нормальные условия</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,8</p> <p>50</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C температура окружающей среды для УСПД, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 1_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от 80,0 до 106,7</p> <p>98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05МД ПСЧ-4ТМ.05М Альфа А1800 <p>УСВ-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>УСВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>140000</p> <p>120000</p> <p>45000</p> <p>35000</p> <p>120000</p> <p>100000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <p>Альфа А1800</p> <p>- графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее</p> <p>ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05М</p> <p>-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут</p> <p>ПСЧ-4ТМ.05МД:</p> <p>- при 8-и канальном профиле со временем интегрирования 30 минут, сут;</p> <p>- при 4-х канальном профиле со временем интегрирования 30 минут, сут.</p> <p>УСПД:</p> <p>- суточные данные о часовых приращениях электроэнергии, состояний объектов и средств измерений, не менее чем с 1000 ПУ (приборов учета)</p> <p>Сервер ИВК:</p> <p>- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее</p>	<p>1200</p> <p>113</p> <p>136</p> <p>248</p> <p>90</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	12
	ТЛП-10	8
	ТОЛ-СВЭЛ	4
	ТОЛ-ЭС-10	3
	ТПОЛ 10	4
	ТПОЛ-10	2
	ТШП	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1	6
	НАМИТ-10	4
Счетчик электрической энергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	4
	ПСЧ-4ТМ.05М	2
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	3
	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	2
	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	2
Контроллер многофункциональный	Интеллектуальный контроллер SM160-02M	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
	УСВ-3	1
Сервер ООО «РКС-Энерго»	СБД ООО «РКС-Энерго»	1
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Сервер АО «ЛОЭСК»	СБД АО «ЛОЭСК»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/08/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Бокситогорские городские электрические сети. МВИ 26.51.43/08/22, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 «РКС-энерго»
(ООО «РКС-энерго»)
ИНН 3328424479
Адрес: 187320, Российская Федерация, Ленинградская область, Кировский район,
г. Шлиссельбург, ул. Жука, д.3, пом. 204
Телефон: 8 (812) 332-05-20
E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)
ИНН 7714348389
Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9
Телефон: 8 (495) 230-02-86
E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134
Телефон: 8 (846) 336-08-27
Факс: 8 (846) 336-15-54
E-mail: referent@samaragost.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения
единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и
метрологии № RA.RU 311281 от 16.11.2015

