

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21 » января 2026 г. № 87

Регистрационный № 97455-26

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Лужские горэлектросети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Лужские горэлектросети» (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 – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя интеллектуальный контроллер SM160-02M (далее – УСПД), каналообразующую 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 2.0», устройства синхронизации времени УСВ-3 и УСВ-2 (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.

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 №№ 1-10, 24 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы СБД ПАО «Россети Ленэнерго», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ПАО «Россети Ленэнерго» 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 11-15 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 СБД 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 счетчика ИИК № 16-23 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы СБД АО «ЛОЭСК», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. СБД АО «ЛОЭСК» 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.

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

СБД 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).

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

СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД 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, СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени СБД 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 СБД ПАО «Россети Ленэнерго».

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК № 1-10, 24 со шкалой времени СБД ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки).

При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени СБД ПАО «Россети Ленэнерго» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 11-15 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 № 16-23 со шкалой времени СБД АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени СБД АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, СБД АО «ЛОЭСК», СБД ООО «РКС-энерго» и СБД ПАО «Россети Ленэнерго» 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 корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 003/25 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус СБД ООО «РКС-энерго».

Общий вид СБД ООО «РКС-энерго» с указанием места нанесения заводского номера АИИС КУЭ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СБД ООО «РКС-энерго» АИИС КУЭ
с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида Сети», ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Рекомендацией 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
ПО «АльфаЦЕНТР»	
1	2
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
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

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные	Значение
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида 2.0»	
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
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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) 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 Луга (ПС 48), РУ-1 10 кВ, 2 с.ш.10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-05	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
2	ПС 110 кВ Луга (ПС 48), РУ-2 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-13	ТЛО-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
3	ПС 110 кВ Луга (ПС 48), РУ-2 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-14	ТЛО-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
4	ПС 110 кВ Луга (ПС 48), РУ-1 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-15	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
5	ПС 110 кВ Луга (ПС 48), РУ-1 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-16	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
6	ПС 110 кВ Луга (ПС 48), РУ-1 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-19	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		

УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/
УСВ-3, рег. № 84823-22/СБД ООО «РКС-Энерго»

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС 110 кВ Луга (ПС 48), РУ-1 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-22	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
8	ПС 110 кВ Луга (ПС 48), РУ-2 10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-23	ТЛО-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
9	ПС 110 кВ Луга (ПС 48), РУ-1 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-26	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
10	ПС 110 кВ Луга (ПС 48), РУ-2 10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-27	ТЛО-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
11	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 36-01	ТПЛ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
12	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 36-02	ТЛП-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
13	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 36-07	ТЛП-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
14	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 36-08	ТЛП-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		

SM160-02M, рег. № 71337-18
УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/
УСВ-3, рег. № 84823-22 /СБД ОСО «РКС-энерго»

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
1 5	ПС 110 кВ Жельцы (ПС 144), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ЛЭП-10 кВ ф.144- 01	ТЛМ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
1 6	КРУН-1 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-10-I 200/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12		
1 7	КРУН-2 10 кВ, ввод 10 кВ	ТПЛ-10-М 75/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-03	НОЛ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 49075-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
1 8	ТП 10 кВ №1, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ T-1	Т-0,66 УЗ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		
1 9	ТП 10 кВ №728, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 УЗ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		
2 0	ТП 10 кВ №56, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ T-1	ТШП 600/5, КТ 0,5S Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
2 1	ТП-2 (ТП-89) 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 250/5, КТ 0,5S Рег. № 81837-21	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12		
2 2	ВЛ-10 кВ ф.144-02 от ПС 110 кВ Жельцы (ПС 144), оп. 6, отпайка в сторону ТП-61 10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ 100/5, КТ 0,5S Рег. № 59870-15	ЗНОЛП-НТЗ-10 (10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$) КТ 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		
2 3	ВЛ 10 кВ ф.48-08 от ПС 110 кВ Луга (ПС 48), оп. 187, отпайка в сторону ТП-58 10 кВ, ТП-59 10 кВ, ТП-60 10 кВ, ТП-907 10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 (10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$) КТ 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
2 4	ВЛ-10 кВ ф.144-02 от ПС 110 кВ Жельцы (ПС 144), оп. 6, отпайка в сторону ТП-2 (ТП-89), ТП-61 10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ (10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$) КТ 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		
					УСВ-3, рег. № 84823-22 / СБД АО «ЛОЭСК» /	УСВ-3, рег. № 84823-22 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» /

Продолжение таблицы 2

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 СТВ 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	2	3	4
1-10	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,6	4,6
11-15,17	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,7	5,1
16,22-24	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	2,7	5,2
18-21	Активная	0,9	3,0
	Реактивная	2,3	5,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно шкалы времени UTC (SU), с			± 5

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (полчасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
- 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \phi=0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \phi=0,8$, силе тока равной 1(2) % от $I_{\text{ном}}$ для ИК №№1-10,16,18-24 и 5 % от $I_{\text{ном}}$ для ИК №№11-15,17 при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5°C до +35°C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	24
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - 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 УСПД, °C температура окружающей среды для серверов ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 (2) до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее КИПП-2М (рег. № 41436-09) ТЕ3000 (рег. № 77036-19) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-12, 46634-11, 64450-16) ПСЧ-4ТМ.05 (рег. № 27779-04) Меркурий 234 (рег. № 75755-19) УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервера: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 220000 165000 90000 320000 45000 35000 120000 100000 1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
КИПП-2М (рег. № 41436-09)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	113
ТЕ3000 (рег. № 77036-19)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	114
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-12, 46634-11, 64450-16)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	113
ПСЧ-4ТМ.05 (рег. № 27779-04)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	56
Меркурий 234 (рег. № 75755-19)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	123
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, потребленной за месяц по каждому каналу, сут,	45
Сервера:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания серверов 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;
- серверов;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на серверах.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра 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	ТЛО-10	12
	ТЛМ-10	2
	ТЛП-10	6
	ТОЛ-СЭЩ	2
	ТОЛ-СЭЩ-10	18
	ТОЛ-10-І	3
	ТОЛ-НТЗ	3
	ТОЛ-НТЗ-10	3
	ТПЛ-10	2
	ТПЛ-10-М	2
	ТШП	3
	ТТИ	3
	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	3
	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
	НАМИ-10	1
	НАМИТ-10	6
	НОЛ	2
	НТМИ-10-66	1
Счетчик электрической энергии	КИПП-2М	10
	ТЕ3000.01	5
	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G	1
	ПСЧ-4ТМ.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05.04	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.09	1
Интеллектуальный контроллер (УСПД)	SM160-02М	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
	УСВ-2	1
Сервера	СБД ООО «РКС-энерго»	1
	СБД АО «ЛОЭСК»	1
	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/367/25	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Лужские горэлектросети». МВИ 26.51/367/25, аттестованном ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290.

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 «РКС-энерго»
(ООО «РКС-энерго»)

ИНН 3328424479

Юридический адрес: 187320, Ленинградская область, Кировский район, г. Шлиссельбург,
ул. Жука, д 3, помещ. 204

Телефон: 8 (812) 332-05-20. E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

ИНН 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. №1

Телефон: 8 (495) 6478818. E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU. 312560

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. №1

Телефон: 8 (495) 6478818. E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU. 312560

