

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Волховские городские электрические сети», ГТП «Ивангородские городские электрические сети», ГТП «Киришские городские электрические сети»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Волховские городские электрические сети», ГТП «Ивангородские городские электрические сети», ГТП «Киришские городские электрические сети» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя серверы ПАО «ТГК-1», ПАО «Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной, реактивной электроэнергии и времени;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) во всех ИК;

хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

передача результатов участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков;

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

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

Сервер ПАО «ТГК-1» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии ИК №№ 1 – 6 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер ПАО «Ленэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии ИК №№ 20 – 36 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии ИК №№ 7 – 19 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ, серверы ПАО «Ленэнерго» и ПАО «ТГК-1» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Измерительные данные с серверов ПАО «ТГК-1» и ПАО «Ленэнерго», не реже одного раза в сутки поступают или считываются на сервер АИИС КУЭ, в том числе с использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML и/или «Пирамида».

Сервер АИИС КУЭ (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени, счетчиков, сервера ПАО «ТГК-1», сервера ПАО «Ленэнерго», сервера АИИС КУЭ. В качестве устройства синхронизации времени используется NTP-сервер точного времени.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и NTP-сервера происходит один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от расхождения показаний часов сервера АИИС КУЭ и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «ТГК-1» и NTP-сервера происходит один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от расхождения показаний часов сервера ПАО «ТГК-1» и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Ленэнерго» и NTP-сервера происходит один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера ПАО «Ленэнерго» и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 6 и сервера ПАО «ТГК-1» происходит при обращении к счетчикам ИК №№ 1 – 6, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 1 – 6 и сервера ПАО «ТГК-1» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 6 и сервера ПАО «ТГК-1» на величину более чем  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 20 – 36 и сервера ПАО «Ленэнерго» происходит при обращении к счетчикам ИК №№ 20 – 36, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 20 – 36 и сервера ПАО «Ленэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 20 – 36 и сервера ПАО «Ленэнерго» на величину более чем  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 7–19 и сервера АИИС КУЭ происходит при обращении к счетчикам ИК №№ 7–19, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 7–19 и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 7–19 и сервера АИИС КУЭ на величину более чем  $\pm 2$  с.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Серверы АИИС КУЭ, Сервер ПАО «Ленэнерго»	
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Сервер ПАО «ТГК-1»	
Наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	Нарвская ГЭС (ГЭС-13), РУ-10 кВ, КЛ-10 кВ ф.3	ТЛП-10 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Пер. № 30709-08	EGS кл.т. 0,5 кт.н. 10000/√3/100/√3 Пер. № 52588-13	A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06	Сервер ПАО «ТГК-1», сервер АИИС КУЭ
2	Нарвская ГЭС (ГЭС-13), РУ-10 кВ, КЛ-10 кВ ф.7	ТЛП-10 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Пер. № 30709-08		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06	
3	Нарвская ГЭС (ГЭС-13), РУ-10 кВ, КЛ-10 кВ ф.9	ТЛП-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Пер. № 30709-08		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06	
4	Нарвская ГЭС (ГЭС-13), РУ-10 кВ, КЛ-10 кВ ф.10	ТЛП-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Пер. № 30709-11		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06	
5	Волховская ГЭС (ГЭС-6), РУ-10 кВ, КЛ-10 кВ ф.Город-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 1000/5 Пер. № 25433-11	UGE 3-35 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/√3/100/√3 Пер. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11	
6	Волховская ГЭС (ГЭС-6), РУ-10 кВ, КЛ-10 кВ ф.Город-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 1000/5 Пер. № 25433-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	РП-1 10 кВ, РУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.17	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	BINOM339iU3.57I3.5 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	Сервер АИИС КУЭ
8	РП-1 10 кВ, РУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.20	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11		BINOM339iU3.57I3.5 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	
9	РП-2 10 кВ, РУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.7	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11		BINOM339iU3.57I3.5 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	
10	РП-2 10 кВ, РУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.6	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11		BINOM339iU3.57I3.5 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	
11	КТПН 10 кВ №100, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП М-0,66 У3 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 59924-15	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
12	ПС 110 кВ ОКБ Кириши (ПС-303), РУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.0, ф.0	ТЛК-СТ кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 58720-14  ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
13	ПС 110 кВ ОКБ Кириши (ПС-303), РУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.1, ф.1	ТОЛ-10-1 кл.т. 0,5S кт.т. 800/5 Рег. № 15128-03	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
14	ПС 110 кВ ОКБ Кириши (ПС-303), РУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.1А, ф.1А	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-08		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
15	ПС 110 кВ ОКБ Кириши (ПС-303), РУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.22, ф.22	ТЛК-СТ кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 58720-14		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
16	ПС 110 кВ ОКБ Кириши (ПС-303), РУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.25, ф.25	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 2473-69		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
17	ПС 110 кВ ОКБ Кириши (ПС-303), РУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.26, ф.26	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-08		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ПС 110 кВ ОКБ Кириши (ПС-303), РУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.27, ф.27	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Сервер АИИС КУЭ
19	ПС 110 кВ ОКБ Кириши (ПС-303), РУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.2А, ф.2А	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-08		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
20	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.08, ф.40-06 (КФ-6)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 150/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-07	A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ
21	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.09, ф.40-07 (КФ-7)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
22	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.11, ф.40-09 (КФ-9)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
23	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.12, ф.40-10 (КФ-10)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
24	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.13, ф.40-11 (КФ-11)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
25	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.14, ф.40-12 (КФ-12)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
26	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.15, ф.40-13 (КФ-13)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RAL-P4G-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
27	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.17, ф.40-15 (КФ-15)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
28	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.21, ф.40-19 (КФ-19)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-07	A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ
29	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.22, ф.40-20 (КФ-20)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
30	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.23, ф.40-21 (КФ-21)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
31	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.26, ф.40-28 (КФ-28)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
32	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.27, ф.40-29 (КФ-29)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
33	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.28, ф.40-30 (КФ-30)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
34	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.29, ф.40-31 (КФ-31)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
35	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.34, ф.40-33 (КФ-33)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
36	ПС 35 кВ ЦРП Кириши (ПС-40), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.35, ф.40-34 (КФ-34)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 32139-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
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.					
2 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 неотъемлемая часть.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_{1(2)}\% I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%}\% I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%}\% I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%}\% I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 6, 12 – 15, 17 – 36 ТТ - 0,5S; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5S	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0	±2,0
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6	±2,6
7 – 10 ТТ - 0,5S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,2S	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,1	±1,1
	0,8	±2,9	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,5	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±5,3	±2,8	±2,0	±2,0
11 ТТ - 0,5S; Счетчик - 0,5S	1,0	±2,3	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±2,7	±1,7	±1,5	±1,5
	0,8	±3,2	±1,9	±1,6	±1,6
	0,7	±3,7	±2,2	±1,7	±1,7
	0,5	±5,5	±3,1	±2,2	±2,2
16 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5S	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6
Номер ИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_{2\%}\% I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%}\% I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%}\% I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%}\% I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 4, 20 – 25, 27 – 36 ТТ - 0,5S; ТН - 0,5; Счетчик – 1,0 ГОСТ 26035-83	0,44	±12,3	±4,9	±3,6	±3,2
	0,6	±10,3	±3,8	±2,7	±2,6
	0,71	±9,5	±3,4	±2,4	±2,4
	0,87	±8,8	±3,0	±2,2	±2,2



Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
5, 6, 12 – 15, 17 – 19, 26 ТТ - 0,5S; ТН - 0,5; Счетчик – 1,0 ГОСТ Р 52425-2005	0,44	±6,6	±4,9	±4,1	±4,1
	0,6	±5,1	±4,1	±3,6	±3,6
	0,71	±4,4	±3,8	±3,4	±3,4
	0,87	±3,9	±3,5	±3,1	±3,1
7 – 10 ТТ - 0,5S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,5	0,44	±5,8	±3,8	±2,8	±2,8
	0,6	±4,2	±3,0	±2,2	±2,2
	0,71	±3,5	±2,7	±2,0	±2,0
	0,87	±2,9	±2,4	±1,8	±1,8
11 ТТ - 0,5S; Счетчик – 1,0 ГОСТ Р 52425-2005	0,44	±6,4	±4,7	±3,9	±3,9
	0,6	±5,0	±4,0	±3,4	±3,4
	0,71	±4,4	±3,7	±3,2	±3,2
	0,87	±3,8	±3,4	±3,1	±3,1
16 ТТ - 0,5; ТН - 0,5; Счетчик – 1,0 ГОСТ Р 52425-2005	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1

Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности  $P = 0,95$ .

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math></p> <p>температура окружающей среды, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от 30 до 80</p>
<p>Рабочие условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math> для ИК №№ 1 – 15, 17 – 36</p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math> для ИК № 16</p> <p>коэффициент мощности</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от 75 до 98</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики BINOM339iU3.57I3.5: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	   120000 2  140000 2  150000
Глубина хранения информации Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Счетчики А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	   113,7 10  172 10
Счетчики BINOM339iU3.57I3.5: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Серверы: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	   340 10  3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электроэнергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

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.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТЛП-10	12 шт.
	ТЛО-10	31 шт.
	ТОП М-0,66 УЗ	3 шт.
	ТЛК-СТ	3 шт.
	ТОЛ-10-І	2 шт.
	ТЛМ-10	2 шт.
	ТОЛ-СЭЩ-10	51 шт.
Трансформатор напряжения	EGS	6 шт.
	UGE 3-35	6 шт.
	ЗНОЛП-ЭК-10	12 шт.
	НТМИ-10-66	2 шт.
	НАМИТ-10	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	22 шт.
	A1805RAL-P4G-DW-4	1 шт.
	VINOM339iU3.57I3.5	4 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05М	8 шт.
Сервер АИИС КУЭ	-	1 шт.
Сервер ПАО «Ленэнерго»	-	1 шт.
Сервер ПАО «ТГК-1»	-	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-6085-500-2019	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.386 ПФ	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-6085-500-2019 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Волховские городские электрические сети», ГТП «Ивангородские городские электрические сети», ГТП «Киришские городские электрические сети». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 12.07.2019 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

счетчиков Альфа А1800 (Рег. № 31857-06) – по методике поверки МП-2203-0042-2006, утвержденной ФГУП «ВНИИМ им. Менделеева» в 2006 г.;

счетчиков Альфа А1800 (Рег. № 31857-11) – по методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденной ФБУ «Ростест-Москва» в 2012 г.;

счетчиков VINOM339iU3.57I3.5 - по методике поверки ТЛАС.411152.002 ПМ утвержденной ФГУП «ВНИИМ им. Менделеева» в 2015 г.;

прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор» 3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39952-08;

прибор комбинированный Testo 622 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53505-13;

радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Волховские городские электрические сети», ГТП «Ивангородские городские электрические сети», ГТП «Киришские городские электрические сети». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0009/2019-01.00324-2011 от 20.06.2019 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

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

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

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройСервис»  
(ООО «ЭССС»)

ИНН 7706292301

Адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Телефон: +7 (4922) 47-09-37, 47-09-36, 47-09-34

Факс: +7 (4922) 47-09-37

#### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»  
(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: [info@rostest.ru](mailto:info@rostest.ru)

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.