

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Всеволожское предприятие электрических сетей»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Всеволожское предприятие электрических сетей» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из:

первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек учета (ИИК ТИ), включающие 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-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 (Рег. № 28822-05), RTU-325L (Рег. № 37288-08), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя серверы АО «ГТ Энерго», ПАО «Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени (УСВ) УССВ 35HVS, автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

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

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

передача результатов измерений в организации-участники ОРЭМ;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка 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.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии ИК №№ 1 – 39, 42, 43 и считывают 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий.

Сервер ПАО «Ленэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД ИК №№ 1 – 39, счетчики электроэнергии ИК №№ 40, 41 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 АО «ГТ Энерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД ИК №№ 42, 43 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.

Серверы ПАО «Ленэнерго» и АО «ГТ Энерго» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов. Умножение на коэффициенты трансформации происходит автоматически в счетчиках, либо в УСПД, либо в серверах ПАО «Ленэнерго» и АО «ГТ Энерго».

Измерительные данные с серверов АО «ГТ Энерго» 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 УСВ, счетчиков, УСПД, сервера АО «ГТ Энерго», сервера ПАО «Ленэнерго», сервера АИИС КУЭ. В качестве УСВ используются УССВ-35 HVS и 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 АО «ГТ Энерго» и УССВ-35 HVS происходит один раз в секунду. Синхронизация часов сервера АО «ГТ Энерго» и УССВ-35 HVS осуществляется при расхождении показаний часов сервера АО «ГТ Энерго» и УССВ-35 HVS на величину более чем ± 1 с.

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 УСПД ИК №№ 1 – 39 и сервера ПАО «Ленэнерго» происходит при обращении к УСПД ИК №№ 1 – 39, не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИК №№ 1 – 39 и сервера ПАО «Ленэнерго» на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов УСПД ИК №№ 42, 43 и сервера АО «ГТ Энерго» происходит при обращении к УСПД ИК №№ 42, 43, не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИК №№ 42, 43 и сервера АО «ГТ Энерго» на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 39, 42, 43 и УСПД происходит при обращении к счетчикам ИК №№ 1 – 39, 42, 43 и УСПД, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 1 – 39, 42, 43 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 39, 42, 43 и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 40, 41 и сервера ПАО «Ленэнерго» происходит при обращении к счетчикам ИК №№ 40, 41, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 40, 41 и сервера ПАО «Ленэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 40, 41 и сервера ПАО «Ленэнерго» на величину более чем ± 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
Сервер 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

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Сервер АО «ГТ Энерго»	
Наименование ПО	ПО «АльфаЦентр»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.04.01.01
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.
Уровень защиты ПО «АльфаЦентр» «средний» 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	УСПД	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Лепсари (ПС-325), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф.325-01	ТЛК-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 9143-06	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ
2	ПС 110 кВ Лепсари (ПС-325), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф.325-16	ТЛМ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
3	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.101, ф.525-101	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 кт.н. 10000√3/100√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
4	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.103, ф.525-103	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
5	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.107, ф.525-107	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 110 кВ Ильин-ка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.108, ф.525-108	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 КТ.Н. 10000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ
7	ПС 110 кВ Ильин-ка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.111, ф.525-111	ТОЛ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 7069-07		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
8	ПС 110 кВ Ильин-ка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.112, ф.525-112	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 7069-79		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
9	ПС 110 кВ Ильин-ка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.113, ф.525-113	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 7069-79		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
10	ПС 110 кВ Ильин-ка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.115, ф.525-115	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 7069-02		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
11	ПС 110 кВ Ильин-ка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.116, ф.525-116	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 7069-79		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
12	ПС 110 кВ Ильин-ка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.201, ф.525-201	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
13	ПС 110 кВ Ильин-ка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.203, ф.525-203	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
14	ПС 110 кВ Ильин-ка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.204, ф.525-204	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	КТ.Н. 10000/100 Рег. № 4947-98	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
15	ПС 110 кВ Ильин-ка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.205, ф.525-205	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	
16	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.209, ф.525-209	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ	
17	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.211, ф.525-211	ТОЛ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 7069-07		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
18	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.213, ф.525-213	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 7069-79		НОМ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 4947-98	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		СИКОН С70 Рег. № 28822-05
19	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.215, ф.525-215	ТЛК кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 42683-09		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		
20	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.216, ф.525-216	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 7069-79		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
21	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.301, ф.525-301	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 кт.н. 10000√3/100√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		
22	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.303, ф.525-303	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-06		ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			
23	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.312, ф.525-312	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 25433-06		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
24	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.313, ф.525-313	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
25	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.315, ф.525-315	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 кт.н. 10000√3/100√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
26	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.403, ф.525-403	ТОЛ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 7069-02	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 кт.н. 10000√3/100√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
27	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.407, ф.525-407	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-06		ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
28	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.409, ф.525-409	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-06		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
29	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.411, ф.525-411	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 25433-06		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
30	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.412, ф.525-412	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 25433-06		ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
31	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525), ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.413, ф.525-413	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 25433-06	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ	
32	ПС 35 кВ Токсово (ПС-601), КРУН-10 кВ, ф.601-01	ТЛК кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 42683-09	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
33	ПС 35 кВ Токсово (ПС-601), КРУН-10 кВ, ф.601-03	ТЛК кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 42683-09		ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
34	ПС 35 кВ Токсово (ПС-601), КРУН-10 кВ, ф.601-05	ТЛК кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 42683-09		ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		СИКОН С70 Рег. № 28822-05

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ПС 35 кВ Токсово (ПС-601), КРУН-10 кВ, ф.601-06	ТЛК кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 42683-09	НТМИ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ
36	ПС 35 кВ Токсово (ПС-601), КРУН-10 кВ, ф.601-08	ТЛК кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 42683-09		ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
37	ПС 35 кВ Токсово (ПС-601), КРУН-10 кВ, ф.601-10	ТЛК кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 42683-09		ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
38	ПС 35 кВ Токсово (ПС-601), КРУН-10 кВ, ф.601-12	ТЛК кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 42683-09		ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
39	ПС 35 кВ Ладожское озеро (ПС-633), КРУН-10 кВ, яч.03 ф.633-03	ТПК-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Рег. № 22944-07	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
40	ПС 35 кВ Пугарево (ПС-640), КРУН 6 кВ, ф.640-01	ТВК-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 8913-82	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
41	ПС 35 кВ Пугарево (ПС-640), КРУН 6 кВ, ф.640-02	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
42	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.5А, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 1200/5 Рег. № 25433-06	VRQ3n/S2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000√3/100√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	Сервер АО «ГТ Энерго», сервер АИИС КУЭ
43	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.6А, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 1200/5 Рег. № 25433-06	VRQ 3n/S2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000√3/100√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
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 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.						
3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся 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), %				
		$I_{1(2)} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} \text{ } \text{£} \text{ } I_{120\%}$	
1	2	3	4	5	6	
1, 2, 39 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,3	±1,6	±1,4	±1,4	
	0,9	±2,7	±1,8	±1,5	±1,5	
	0,8	±3,2	±2,0	±1,6	±1,6	
	0,7	±3,8	±2,3	±1,8	±1,8	
	0,5	±5,5	±3,2	±2,3	±2,3	
3 – 6, 8 – 16, 18, 20, 40 – 41 (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	
7, 17, 19, 21 – 38,42,43 (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	
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %				
		$I_{1(2)} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} \text{ } \text{£} \text{ } I_{120\%}$	
1, 2, 39 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	0,9	±6,5	±4,7	±3,9	±3,9	
	0,8	±5,0	±4,0	±3,5	±3,5	
	0,7	±4,4	±3,7	±3,3	±3,3	
	0,5	±3,8	±3,4	±3,1	±3,1	
3 – 6, 8 – 16, 18, 20, 40, 41 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 31819.23-2012	0,9	-	±7,2	±4,7	±4,1	
	0,8	-	±5,5	±3,9	±3,6	
	0,7	-	±4,7	±3,6	±3,4	
	0,5	-	±4,0	±3,3	±3,1	
42, 43 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,9	±12,3	±4,9	±3,6	±3,2	
	0,8	±10,3	±3,8	±2,7	±2,6	
	0,7	±9,5	±3,4	±2,4	±2,4	
	0,5	±8,8	±3,0	±2,2	±2,2	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7, 17, 19, 21 – 38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±6,6	±4,9	±4,1	±4,1
	0,8	±5,1	±4,1	±3,6	±3,6
	0,7	±4,4	±3,8	±3,4	±3,4
	0,5	±3,9	±3,5	±3,1	±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: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80</p>
<p>Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК 1, 2, 7, 17, 19, 21 – 39, 42, 43; ток, % от $I_{ном}$ для ИК 3 – 6, 8 – 16, 18, 20, 40 – 41; коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков УСПД, УСВ, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК Рег. № 46634-11: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД СИКОН С70: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>165000 2 90000 2 70000 48 100000 48</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации Счетчики СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05МК: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113,7 10
УСПД СИКОН С70, RTU-325L: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
Серверы: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электроэнергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

УСПД.

Наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии;

пароль на УСПД;

пароли на серверах, 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
1	2	3
Трансформатор тока	ТВК-10	2 шт.
	ТВЛМ-10	2 шт.
	ТЛМ-10	3 шт.
	ТЛК	16 шт.
	ТЛК-10	2 шт.
	ТЛО-10	36 шт.
	ТОЛ-10	38 шт.
	ТПК-10	2 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	EGS	6 шт.
	ЗНОЛ.06	9 шт.
	НОМ-10-66	2 шт.
	НТМИ-10-66	1 шт.
	НТМИ-10	1 шт.
	НАМИ-10	3 шт.
	НТМИ-6	1 шт.
	VRQ3n/S2	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	7 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	27 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	7 шт.
	СЭТ-4ТМ.03.01	2 шт.
УСПД	СИКОН С70	5 шт.
	RTU-325L	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УССВ-35HVS	1 шт.
Сервер АИИС КУЭ	-	1 шт.
Сервер ПАО «Ленэнерго»	-	1 шт.
Сервер АО «ГТ Энерго»	-	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-6332-500-2019	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.315.01 ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-6332-500-2019 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Всеволожское предприятие электрических сетей». Методика поверки.», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 12.09.2019 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК (Рег. № 64450-16, Рег. № 50460-18) – по методике поверки ИЛГШ.411152.167 РЭ1 согласованной с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2016 г.;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК (Рег. № 46634-11) - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2011 г.;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;

УСПД СИКОН С70 – по методике поверки ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

УСПД RTU-325L – по методике поверки ДЯИМ.466.453.005МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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 «Всеволожское предприятие электрических сетей». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0014/2019-01.00324-2011 от 26.08.2019 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

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

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.