

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЕвразЭнергоТранс» промплощадки «ЕВРАЗ НТМК»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЕвразЭнергоТранс» промплощадки «ЕВРАЗ НТМК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную 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 тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 17049-09 (Рег. № 17049-09) технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД), сервер базы данных (СБД), сервер обмена данными (СОД) со смежными субъектами, автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

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

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

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);  
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 счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электроэнергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в 30 минут опрашивают счетчики ИИК 1 – 3, 6 – 17 и считывает 30-минутные профили электроэнергии, журналы событий. Считанные профили используются УСПД для вычисления значений электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены коэффициенты трансформации установлены равными единице. УСПД выступает в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

ССД с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает УСПД и счетчики ИИК 4, 5, 18 – 22, считывает с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. ССД при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Считанные данные записываются в базу данных.

СБД в автоматическом режиме раз в 30 минут осуществляет сбор данных с ССД по локальной сети и запись в базу данных.

СБД осуществляет хранение и предоставление данных для оформления справочных и отчетных документов. СОД считывает данные из СБД и осуществляет передачу данных в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, смежному субъекту и другим заинтересованным организациям в виде xml-файлов формата 80020.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, ССД, СБД. В качестве устройств синхронизации времени используются УСПД со встроенным GPS приемником, установленные в ЦСОИ ООО «ЕвразЭнергоТранс» и на ПС 110 кВ Кислородная (ИИК 8, 9). УСПД осуществляют прием сигналов точного времени от GPS-приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов СБД и УСПД, установленного в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) ООО «ЕвразЭнергоТранс», происходит с цикличностью один раз в 30 минут. Синхронизация часов СБД и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов СБД и УСПД на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов ССД и УСПД ИИК 8, 9 происходит с цикличностью один раз в 60 минут. Синхронизация часов ССД и УСПД ИИК 8, 9 осуществляется при расхождении показаний часов ССД и УСПД ИИК 8, 9 на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 1 – 3, 6, 7, 10 – 17 и ССД происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД ИИК 1 – 3, 6, 7, 10 – 17 и ССД осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК 1 – 3, 6, 7, 10 – 17 и ССД на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 – 3, 6 – 17 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам ИИК 1 – 3, 6 – 17, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков ИИК 1 – 3, 6 – 17 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1 – 3, 6 – 17 и УСПД на величину более чем  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 4, 5, 18 – 22 и ССД происходит при каждом обращении к счетчикам ИИК 4, 5, 18 – 22, но не реже одного раза в сутки.

Синхронизация часов счетчиков ИИК 4, 5, 18 – 22 и ССД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 4, 5, 18 – 22 и ССД 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
Наименование сервера	Сервер сбора данных
Наименование ПО	ПК «Энергосфера» 6.4
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.98.4661
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	96ACF107EE2DAD7A9E13BC1B3BBBCB8B
Идентификационное наименование ПО	CRQonDB.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.26.371
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	25E4509A8D9036CEC102CD78E58F6211
Идентификационное наименование ПО	expimp.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.175.3573
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	785296ADCD34B921B4FC33FF83EB049E
Идентификационное наименование ПО	ControlAge.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.156.2356
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	413FA4F853DE298FAAD6A25F5D6AEA8E
Идентификационное наименование ПО	adcenter.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.66.1387
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1BCCC0E45565DD0BE98304E88901DBB0
Идентификационное наименование ПО	AdmTool.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.162.6277
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	C15BBFB180630CB509B436D77679B74D
Наименование сервера	Сервер базы данных
Наименование ПО	ПК «Энергосфера» 8.0
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В

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	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ НТМК, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Тагил - НТМК 1	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84 НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-09	Сервер сбора данных Сервер базы данных Сервер обмена данными
2	ПС 110 кВ НТМК, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Тагил - НТМК 2	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84 НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
3	ПС 110 кВ НТМК, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ НТМК - Прокатная	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84 НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС-113 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 14, ф. Шлакоотвал - 1	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6 У3 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №51199-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	-	Сервер сбора данных Сервер базы данных Сервер обмена данными
5	ПС-113 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 5, ф. Шлакоотвал - 2	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6 У3 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №51199-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	-	
6	ПС 110 кВ Доменная, ОРУ-110 кВ, Ввод Т-1 110 кВ	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	
7	ПС 110 кВ Доменная, ОРУ-110 кВ, Ввод Т-2 110 кВ	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
8	ПС 110 кВ Кислородная, РУ-6 кВ, Ввод Т-1 6 кВ	ТШВ-15 кл.т 0,5 Ктт 6000/5 Рег. № 5719-76	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	
9	ПС 110 кВ Кислородная, РУ-6 кВ, Ввод Т-2 6 кВ	ТШВ-15 кл.т 0,5 Ктт 6000/5 Рег. № 5719-76	НТМИ-6 У3 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51199-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
10	ПС 110 кВ Прокатная, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ НТМК - Прокатная	ТВИ-110 кл.т 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	
11	ПС 110 кВ Прокатная, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Вязовская – Прокатная 2	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
12	ПС 110 кВ Прокатная, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Вязовская – Прокатная 1	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
13	ПС 110 кВ Прокатная, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ПС 110 кВ Шлаковая, РУ-10 кВ, Ввод Т-1 10 кВ	ТПОЛ-10 кл.т 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	
15	ПС 110 кВ Шлаковая, РУ-6 кВ, Ввод Т-1 6 кВ	ТПОЛ-10 кл.т 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
16	ПС 110 кВ Шлаковая, РУ-10 кВ, Ввод Т-2 10 кВ	ТПОЛ-10 кл.т 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. №831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
17	ПС 110 кВ Шлаковая, РУ-6 кВ, Ввод Т-2 6 кВ	ТПОЛ-10 кл.т 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
18	ПС 110 кВ Обжиговая, ОРУ-110 кВ, Ввод Т-1 110 кВ	ТФМ-110 кл.т 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 16023-97	НКФ-110 кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. №26452-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	-	Сервер сбора данных Сервер базы данных Сервер обмена данными
19	ПС-12 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.5, ф. ТРП-3601-1	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6 У3 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51199-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	-	
20	ПС-12 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.19, ф. ТРП-3601-2	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	-	
21	ПС-12 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.1, ф. 1-116	ТПОЛ-10 кл.т 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 У3 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51199-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	-	
22	ПС-12 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.22, ф. 2-116	ТПОЛ-10 кл.т 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	-	

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 на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение 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), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 3, 10 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,8	±1,3	±1,2	±1,2
4 – 7, 11 – 17, 19 – 22 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,5	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
8, 9, 18 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
Номер ИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,44	±5,9	±2,5	±2,1	±1,9
	0,6	±4,8	±2,0	±1,5	±1,5
	0,71	±4,4	±1,8	±1,4	±1,4
	0,87	±4,0	±1,6	±1,2	±1,2
2, 10 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,44	±3,2	±2,8	±2,3	±2,3
	0,6	±2,7	±2,4	±2,0	±2,0
	0,71	±2,5	±2,3	±1,9	±1,9
	0,87	±2,3	±2,2	±1,8	±1,8
6, 11, 14 – 17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,44	±8,2	±3,8	±3,1	±2,7
	0,6	±7,5	±2,8	±2,0	±2,0
	0,71	±7,3	±2,3	±1,7	±1,7
	0,87	±7,0	±1,9	±1,4	±1,4
4, 5, 7, 12, 13, 19–22 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,44	±6,0	±4,0	±3,0	±3,0
	0,6	±4,3	±3,1	±2,4	±2,4
	0,71	±3,6	±2,8	±2,1	±2,1
	0,87	±3,0	±2,4	±1,9	±1,9
18 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,44	-	±6,7	±3,8	±3,0
	0,6	-	±4,8	±2,9	±2,4
	0,71	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,87	-	±3,2	±2,1	±1,9
8, 9 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,44	-	±6,6	±4,1	±2,7
	0,6	-	±4,6	±2,5	±2,0
	0,71	-	±3,7	±2,1	±1,7
	0,87	-	±2,8	±1,7	±1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) $\pm 5$ 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\phi</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 – 7, 10 – 17, 19 – 22</p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math> для ИК 8, 9, 18</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, УСПД, °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>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М Рег. № 36697-08:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, Рег. № 36697-12:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее:</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее:</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>90000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>2</p>



Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113,7
при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
суточные данные о тридцатиминутных приращениях	
электропотребления по каждому каналу и электропотребление 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:  
резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;  
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;  
В журналах событий счетчиков и УСПД 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;  
УСПД.  
Наличие защиты на программном уровне:  
пароль на счетчиках электроэнергии;  
пароль на УСПД;  
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
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	9 шт.
Трансформатор тока	ТВИ-110	18 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	6 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	18 шт.
Трансформатор тока	ТФМ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТШВ-15	4 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	15 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6 У3	4 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	12 шт.
	СЭТ-4ТМ.03	10 шт.
УСПД	ЭКОМ-3000	6 шт.
Сервер сбора данных	-	1 шт.
Сервер базы данных	-	1 шт.
Сервер обмена данными	-	1 шт.
Паспорт – формуляр	ЭССО.411711.АИИС.156 ПФ	1 экз.
Методика поверки	РТ-МП-5752-500-2019	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5752-500-2019 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЕвразЭнергоТранс» промплощадки «ЕВРАЗ НТМК». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 08.02.2019 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;

УСПД ЭКОМ 3000 – по документу ПБКМ.421459.003 МП, утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 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 «ЕвразЭнергоТранс» промплощадки «ЕВРАЗ НТМК». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 0004/2019-01.00324-2011 от 08.02.2019 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](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.