

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» июля 2022 г. № 1634

Регистрационный № 72865-18

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть» (далее – 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 измерений.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из:

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), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» на базе закрытой облачной системы, ПО «Пирамида Сети», устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного 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. По окончании интервала интегрирования мощности (30 мин) текущие значения мощности добавляются в энергонезависимые регистры массива профиля мощности.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в 30 мин автоматически опрашивают счетчики электрической энергии и считывают 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 выступают в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД по ИК №№ 1-11, 18 и считывает 30-минутный профиль электроэнергии для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» в автоматическом режиме раз в сутки передает результаты измерений на сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» в формате электронного документа XML, данные записываются в базу данных.

Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД по ИК №№ 12-17, 19, 20 и считывает 30-минутный профиль электроэнергии для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики по ИК №№ 21, 22 и считывает 30-минутный профиль электроэнергии для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные профили используются сервером ООО «Ивановоэнергосбыт» для вычисления значений электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены коэффициенты трансформации установлены равными единице. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт» осуществляет хранение и предоставление данных для оформления справочных и отчетных документов. АРМ считывает данные из сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» и осуществляет передачу данных в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» с электронной подписью (ЭП) субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), филиал АО «СО ЕЭС», смежному субъекту в виде xml-файлов формата 80020.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго», часы сервера ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» с соответствующим УСВ происходит с цикличностью один раз в час. Корректировка часов серверов от УСВ осуществляется независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» с соответствующим УСВ происходит с цикличностью один раз в час. Корректировка часов сервера от УСВ осуществляется независимо от величины расхождения.

Для ИК №№ 1-11, 18 сравнение показаний часов УСПД с часами сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД осуществляется при расхождении показаний с часами серверов более ± 1 с.

Для ИК №№ 12-17, 19, 20 сравнение показаний часов УСПД с часами сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД осуществляется при расхождении показаний с часами сервера более ± 1 с.

Для ИК №№ 21, 22 сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ООО «Ивановоэнергосбыт» происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний с часами сервера более ± 1 с.

Для ИК №№ 1-20 сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в 30 мин. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний с часами УСПД более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 397, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «Пирамида Сети». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» и ПО «Пирамида Сети» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
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	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Наименование ПО	ПО «Пирамида Сети»
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Сервер/ УСВ	Вид электро- энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, Ф. 601	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Ивэнерго», УСВ-2, рег. № 41681-10 Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16	активная реактив- ная
2	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, Ф. 605	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
3	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, Ф. 609	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			активная реактив- ная
4	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, Ф. 613	ТПФ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
5	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф. 618	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
6	ПС 110 кВ Ки- нешма-110, РУ-6 кВ, III СШ-6 кВ, Ф. 623	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
7	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, I СШ-6 кВ, Ф. 605	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-07	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04		активная реактив- ная
8	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, III СШ-6 кВ, Ф. 614	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-07	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
9	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф. 623	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			активная реактив- ная
10	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф. 626	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная
11	ПС 110 кВ Элект- роконтакт, РУ-6 кВ, II СШ-6 кВ, Ф. 637	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	ПС 35 кВ Городская, РУ-6 кВ, I СШ-6 кВ, ввод T1 6 кВ	ТЛП-10 кл.т. 0,2S кт.т. 1500/5 Рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16	активная реактивная
13	ПС 35 кВ Городская, РУ-6 кВ, II СШ-6 кВ, ввод T2 6 кВ	ТЛП-10 кл.т. 0,2S кт.т. 1500/5 Рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			активная реактивная
14	ПС 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, Ф. 103	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	активная реактивная		
15	ПС 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, Ф. 123	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	активная реактивная		
16	ПС 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, Ф. 124	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная реактивная		
17	ПС 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, II СШ-10 кВ, Ф. 121	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	активная реактивная		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
18	ПС 110 кВ Электроконтакт, РУ-6 кВ, IV СШ-6 кВ, Ф. 621	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-07	НОЛ.08 кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04	Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Ивэнерго», УСВ-2, рег. № 41681-10; Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16	активная реактивная
19	ПС 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, I СШ-10 кВ, яч. 29, Ф. 122	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5S кт.н. 300/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70, Рег. № 28822-05	Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт», УСВ-3, рег. № 64242-16	активная реактивная
20	ПС 110 кВ Автозаводская, РУ-10 кВ, II СШ-10 кВ, яч. 34, Ф. 130	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 300/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	активная реактивная		
21	КТП-55 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	—		активная реактивная
22	ВЛ 0,4 кВ Ф. 1, оп. 38, ЩУ-0,4 кВ	ТТН-Ш кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 75345-19	—	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	—		активная реактивная

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 3 метрологических характеристик.
2	Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3	Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4	Замена оформляется актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами и настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-11, 14-17 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
12, 13 ТТ – 0,2S; ТН – 0,5; Счетчик – 0,5S	1,0	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,2	±1,8	±1,7	±1,7
	0,7	±2,4	±2,0	±1,8	±1,8
	0,5	±3,0	±2,5	±2,2	±2,2
18, 20 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
19 ТТ – 0,5S; ТН – 0,5; Счетчик – 0,2S	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,1	±2,3	±2,3
21 ТТ – 0,5S; 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	±1,9	±1,9
	0,5	±5,6	±2,4	±2,1	±2,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
22 ТТ – 0,5; Счетчик – 0,5S	1,0	-	±2,0	±1,4	±1,3
	0,9	-	±2,4	±1,6	±1,4
	0,8	-	±2,9	±1,8	±1,6
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,8
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
Номер ИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-11, 14, 15, 17 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Счетчик – 1,0	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
12, 13 ТТ – 0,2S; ТН – 0,5; Счетчик – 1,0	0,44	±7,1	±4,1	±2,7	±2,5
	0,6	±5,6	±3,4	±2,4	±2,2
	0,71	±5,5	±3,3	±2,3	±2,2
	0,87	±4,4	±2,8	±2,1	±2,1
16 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Счетчик – 1,0	0,44	-	±7,2	±4,5	±3,2
	0,6	-	±5,3	±3,1	±2,6
	0,71	-	±4,4	±2,7	±2,4
	0,87	-	±3,6	±2,4	±2,2
18, 20 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Счетчик – 0,5	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
19 ТТ – 0,5S; ТН – 0,5; Счетчик – 0,5	0,44	±6,6	±3,9	±3,0	±3,0
	0,6	±4,7	±2,9	±2,4	±2,4
	0,71	±3,8	±2,5	±2,1	±2,1
	0,87	±3,0	±2,0	±1,8	±1,8
21 ТТ – 0,5S; Счетчик – 1,0	0,44	±7,2	±4,8	±4,0	±4,0
	0,6	±5,5	±4,1	±3,7	±3,7
	0,71	±4,8	±3,8	±3,5	±3,5
	0,87	±4,2	±3,3	±3,2	±3,2
22 ТТ – 0,5; Счетчик – 1,0	0,44	-	±7,0	±4,4	±3,8
	0,6	-	±5,3	±3,8	±3,5
	0,71	-	±4,5	±3,5	±3,3
	0,87	-	±3,8	±3,3	±2,9

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

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	22
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>частота, Гц</p> <p>коэффициент мощности $\cos\phi$</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 +21 до +25</p> <p>от 30 до 80</p>
<p>Рабочие условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК 12, 13, 19, 21</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\phi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, УСПД, УСВ, °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 до 1,0</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>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч,</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК, Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 75755-19):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч,</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч,</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 48266-11):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД типа ЭКОМ-3000:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД типа СИКОН С70:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ типа УСВ-2:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ типа УСВ-3:</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>165000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05МК: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	56 10 113,7 10
для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	170 5 45 5 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий счетчиков, УСПД и серверов фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование: счетчиков электроэнергии; промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки; УСПД.
- защита на программном уровне: пароль на счетчиках электроэнергии; пароль на УСПД; пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПФ-10	8
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	9
Трансформатор тока	ТОЛ-10	12
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	3
Трансформатор тока шинный	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТТН-Ш	3
Трансформатор тока проходной	ТПОЛ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НОЛ.08	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1
Счетчик электрической энергии статический	Меркурий 234	1
Счетчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234	1
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	3
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Ивэнерго»	—	1
Сервер ООО «Ивановоэнергосбыт»	—	1
Паспорт-формуляр	РТ.7731411714.424179.32. ФО	1

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 «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.34.2018.31841.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ивановоэнергосбыт» по ГТП ОАО «Кинешемская городская электросеть»

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

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

Изготовитель

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

ИНН 3329033950

Адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, офис № 3

Юридический адрес: 600000, г. Владимир, ул. Большая Московская, д. 22а

Телефон: (4922) 33-81-51, (4922) 34-67-26

Факс: (4922) 42-44-93

Испытательный центр

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

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

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

Факс: (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639

В части вносимых изменений

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047