

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» марта 2025 г. № 524

Регистрационный № 94934-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3 (неблочная часть)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3 (неблочная часть) (далее – АИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД) на базе программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналаобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер БД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности

с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по электронной почте. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов в формате XML 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта рынка.

АИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИС КУЭ. СОЕВ включает в себя УССВ на основе устройства синхронизации частоты и времени Метроном-300, встроенные часы сервера БД и счетчиков электрической энергии. УССВ осуществляет прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляет синхронизацию собственных часов с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сравнение показаний часов сервера БД с часами УССВ осуществляется каждые 5 мин. Корректировка часов сервера БД производится при расхождении времени сервера БД и УССВ на величину более, чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера БД осуществляется во время каждого сеанса связи со счетчиками – 1 раз в 30 минут. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении времени счетчиков и сервера БД на величину более, чем ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 002. Заводской номер указывается в формуляре АИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИС КУЭ, приведены в формуляре на АИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии «АльфаЦЕНТР». (далее по тексту – ПО АльфаЦЕНТР). ПО АльфаЦЕНТР используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО АльфаЦЕНТР, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.06
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			УССВ/ Сервер
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.39, КЛ 6 кВ ф.64	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19 Сервер БД
2	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.36, КЛ 6 кВ ф.65	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
3	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.38, КЛ 6 кВ ф.66	ТПОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-02	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
4	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.42, КЛ 6 кВ ф.67	ТПК-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 22944-02	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
5	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.62, КЛ 6 кВ ф.68	ТПК-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 22944-02	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
6	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.33, КЛ 6 кВ ф.69	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
7	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.35, КЛ 6 кВ ф.70	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
8	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.52, КЛ 6 кВ ф.62	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
9	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.54, КЛ 6 кВ ф.73	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
10	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.56, КЛ 6 кВ ф.74	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
11	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.60, КЛ 6 кВ ф.75	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.61, КЛ 6 кВ ф.77	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
13	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.51 КЛ 6 кВ ф.78	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
14	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.65, КЛ 6 кВ ф.79	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
15	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.34, КЛ 6 кВ ф.Аммиак-1	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
16	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.63, КЛ 6 кВ ф.Аммиак-2	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
17	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.59, КЛ 6 кВ ф.63	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 750/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19
18	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.37, КЛ 6 кВ ф.72	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	Сервер БД
19	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6 кВ, яч.53, КЛ 6 кВ ф.61	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
20	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ №9	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 47959-11 ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 47959-16	GEF 40,5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
21	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ №15	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 47959-16	GEF 40,5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
22	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ №25	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 47959-16	GEF 40,5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
23	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, КЛ 35 кВ №34	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 47959-16	GEF 40,5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, КЛ 35 кВ №35	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 47959-16	GEF 40,5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
25	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Поселковая	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 47959-16 ТЛ-ЭК-35 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 62786-21	GEF 40,5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
26	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ ГПП-II	ТОГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19 Сервер БД
27	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ ГПП-I	ТОГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
28	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Слободская-I	ТОГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
29	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Слободская-II	ТОГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
30	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Азот-1	ТОГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
31	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТОГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	

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 УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
3. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.
4. Изменения оформляются техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.
5. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1-13, 15-19 (Счетчик 0,5S; TT 0,5; TH 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
14 (Счетчик 0,2S; TT 0,5; TH 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
20-25 (Счетчик 0,2S; TT 0,5S; TH 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
26-31 (Счетчик 0,2S; TT 0,2S; TH 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_2\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1-13, 15-19 (Счетчик 1,0; TT 0,5; TH 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
14 (Счетчик 0,5; TT 0,5; TH 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
20-25 (Счетчик 0,5; TT 0,5S; TH 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,4	1,6	1,2	1,2
26-31 (Счетчик 0,5; TT 0,2S; TH 0,2)	0,8	2,0	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1-13, 15-19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; TH 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; TH 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
20-25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; TH 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
26-31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; TH 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_2\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1-13, 15-19 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; TH 0,5)	0,8	-	5,1	3,0	2,5
	0,5	-	3,5	2,3	2,1
14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; TH 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
20-25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; TH 0,5)	0,8	4,4	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
26-31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; TH 0,2)	0,8	2,7	1,7	1,2	1,2
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания					
1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%R}$ для $\cos\phi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%R}$ и $\delta_2\%Q$ для $\cos\phi<1,0$ нормируются от $I_2\%$.					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	31
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера БД, УССВ	от -45 до +40 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 2
УССВ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности (при наличии ЗИП), ч, не более	100000 1
Сервер АИС КУЭ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	100000 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее	45 5
Сервер АИС КУЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- в журналах событий счетчиков фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени;
- в журналах событий сервера фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекция шкалы времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электроэнергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);
- наличие защиты на программном уровне:
- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени:

- в счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	18
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	16
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	2
Трансформаторы тока	ТПК-10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПОФ	28
Трансформаторы напряжения антрезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ГЕФ 40,5	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	13
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	18
Устройства синхронизации частоты и времени	Метроном-300	1
Сервер БД	–	1
Формуляр	МТЛ.006.002.01 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3 (неблочная часть)», аттестованном ООО «Энертест», г. Химки, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314746.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

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

Правообладатель

Филиал «Кировский» Публичного акционерного общества «Т Плюс»
(филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946

Юридический адрес: 610044, г. Киров, ул. Луганская, д. 51

Телефон: +7 (8332) 57-45-59

Факс: +7 (8332) 57-44-39

E-mail: krv-secr@tplusgroup.ru

Изготовитель

Филиал «Кировский» Публичного акционерного общества «Т Плюс»
(филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946

Адрес: 610044, г. Киров, ул. Луганская, д. 51

Телефон: +7 (8332) 57-45-59

Факс: +7 (8332) 57-44-39

E-mail: krv-secr@tplusgroup.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрикс slab» (ООО «Метрикс slab»)
ИИН 3300022154

Адрес: 600028, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10а, помещ. 11

Телефон: +7-991-444-02-96

E-mail: MetrXLab@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314899.

