

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

Регистрационный № 94935-25

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-3 (Блок 1), Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-3 (Блок 1), Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5) (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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС 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) «Альфа ЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую 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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС 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 001. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС 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
301	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ОВ2 110 кВ	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 44640-10	НКФА кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	Метроном-300 рег. № 74018-19 Сервер БД
302	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Вятка	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 44640-10	НКФА кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
303	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Чепецк	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 44640-10	НКФА кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
304	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, СВ13 110 кВ	ТОГФ-110 кл.т. 0,2 Ктт = 1000/5 рег. № 44640-10	НКФА кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
305	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, СВ24 110 кВ	ТОГФ-110 кл.т. 0,2 Ктт = 1000/5 рег. № 44640-10	НКФА кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
306	Кировская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, СР ОСШ 110 кВ	ТОГФ (II) кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФА кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 49583-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
307	Кировская ТЭЦ-3, ТГ ГТ1 15,75 кВ	JKQ кл.т. 0,2S Ктт = 10000/5 рег. № 41964-09	TJC 6-G кл.т. 0,2 Ктн = $(15750/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 49111-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
308	Кировская ТЭЦ-3, ТГ ПТ1 10,5 кВ	JKQ кл.т. 0,2S Ктт = 6000/5 рег. № 41964-09	TJC 6-G кл.т. 0,2 Ктн = $(10500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 49111-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
401	Кировская ТЭЦ-4, ТГ-2	JKQ кл.т. 0,2 Ктт = 6000/5 рег. № 41964-09	TJC 6-G кл.т. 0,2 Ктн = $(10500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 49111-12	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
402	Кировская ТЭЦ-4, ТГ-3	ТИВ 15 кл.т. 0,2 Ктт = 8000/5 рег. № 5719-03	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,2 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
403	Кировская ТЭЦ-4, ТГ-6	BDG 072A1 кл.т. 0,2S Ктт = 10000/5 рег. № 48214-11	TJC 6-G кл.т. 0,2 Ктн = $(10500/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 49111-12	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
404	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 6	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 71583-18 ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
405	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 8	ТБМО кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 60541-15 ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
406	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ ОЦМ-1	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 71583-18 ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19 Сервер БД
407	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ ОЦМ-2	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 23256-05 ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
408	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 9	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 23256-11 ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 71583-18 ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
409	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 10	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
410	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Западная-1	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
411	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Западная-2	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 200/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19 Сервер БД
412	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Сельмаш	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 300/1 рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
413	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Бытприбор	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктн = 300/1 рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
414	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110кВ, яч. ВЛ 110 кВ Киров-2	ТБМО кл.т. 0,2S Ктг = 300/1 рег. № 60541-15 ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктг = 300/1 рег. № 23256-05 ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктг = 300/1 рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-03 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	
415	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Урванцево	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктг = 300/1 рег. № 71583-18 ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктг = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-03 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	
416	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Бахта	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктг = 200/1 рег. № 71583-18 ТБМО кл.т. 0,2S Ктг = 200/1 рег. № 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-03 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
417	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Красногорская	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктг = 200/1 рег. № 23256-05 ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктг = 200/1 рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-03 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	
418	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110кВ, яч. ВЛ 110 кВ Красный Курсант	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктг = 300/1 рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-03 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	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
419	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ОВ 110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 71583-18 ТБМО кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-03 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	
420	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 4	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
421	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 5	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
422	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 6	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
423	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 7	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
424	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 9	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19
425	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 11	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	Сервер БД
426	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 14	ТВЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
427	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 16	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
428	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 23	ТВЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
429	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 24	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
430	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 26	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
431	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 27	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
432	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 29	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
433	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 30	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
434	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 31	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
435	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 33	ТВЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
436	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 37	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
437	Кировская ТЭЦ-4, КРУ 6 кВ БНС, ввод 6 кВ 11Т	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	Метроном-300 рег. № 74018-19
438	Кировская ТЭЦ-4, КРУ 6 кВ БНС, ввод 6 кВ 12Т	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	Сервер БД
439	Кировская ТЭЦ-4, КРУ 6 кВ БНС, яч. № 2	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
440	Кировская ТЭЦ-4, ввод 0,4 кВ тр-ра ВУ-1	Т-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 75/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 46634-11	
501	Кировская ТЭЦ-5, 1ТГ	ТШЛ20Б-1 кл.т. 0,2 Ктт = 8000/5 рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
502	Кировская ТЭЦ-5, 2ТГ	ТШЛ20Б-1 кл.т. 0,2 Ктт = 10000/5 рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 кл.т. 0,5 Ктн = $(15750/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
503	Кировская ТЭЦ-5, 3ТГ	ТШЛ20Б-1 кл.т. 0,2 Ктт = 10000/5 рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 кл.т. 0,5 Ктн = $(15750/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
504	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Киров - Кировская ТЭЦ 5 1 блок	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
505	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Киров - Кировская ТЭЦ 5 2 блок	ТФЗМ 110Б-ІІУ1 кл.т. 0,5 Ктт = 2000/5 рег. № 71584-18 ТФЗМ 110Б-ІІІУ1 кл.т. 0,5 Ктт = 2000/5 рег. № 71584-18	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 82163-21	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	Метроном-300 рег. № 74018-19
506	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Киров - Кировская ТЭЦ 5 3 блок	ТФЗМ 220Б-ІV У1 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 82162-21	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
507	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Вятка - Киров № 1 с отпайками	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 150/1 рег. № 23256-05	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 82163-21	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. Изменения оформляются техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

4. 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			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
301-303 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,5	1,0	0,8	0,8
	0,5	2,1	1,6	1,1	1,1
304-305, 401-402 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,5	-	2,0	1,2	0,9

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
306-308, 403-419, 504 (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
420-423, 425-439 (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
424 (Счетчик 0,5S; TT 0,5S; TH 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
440 (Счетчик 0,5S; TT 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
501-503 (Счетчик 0,2S; TT 0,2; TH 0,5)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,3	1,6	1,4
505, 506 (Счетчик 0,2S; TT 0,5; TH 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
507 (Счетчик 0,2S; TT 0,2S; TH 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
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			
		$\delta_2\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
301-303 (Счетчик 1,0; TT 0,2S; TH 0,2)	0,8	2,2	1,8	1,3	1,3
	0,5	1,9	1,4	1,2	1,2
304-305 (Счетчик 0,5; TT 0,2; TH 0,2)	0,8	-	1,9	1,1	1,0
	0,5	-	1,3	0,8	0,8
306-308 (Счетчик 0,5; TT 0,2S; TH 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
401-402 (Счетчик 0,5; TT 0,2; TH 0,2)	0,8	-	1,8	1,1	0,9
	0,5	-	1,3	0,8	0,7
403-419, 504 (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 реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
420-423, 425-439 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; TH 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
424 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; TH 0,5)	0,8	4,7	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,1	2,0	1,5	1,5
440 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3
501-503 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; TH 0,5)	0,8	-	2,0	1,4	1,3
	0,5	-	1,4	1,0	0,9
505 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; TH 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
506 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; TH 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
507 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; TH 0,5)	0,8	2,2	1,5	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	0,9
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
301-303 (Счетчик 0,5S; TT 0,2S; TH 0,2)	1,0	1,9	1,4	1,4	1,4
	0,8	2,0	1,6	1,5	1,5
	0,5	2,5	2,1	1,7	1,7
304-305, 401-402 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; TH 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	0,9	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,1
306-308, 403-419, 504 (Счетчик 0,2S; TT 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
420-423, 425-439 (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
424 (Счетчик 0,5S; TT 0,5S; TH 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6

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			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
440 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
501-503 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; TH 0,5)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	2,4	1,7	1,6
505, 506 (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
507 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; TH 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
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			
		$\delta_2\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
301-303 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; TH 0,2)	0,8	3,8	3,5	3,3	3,3
	0,5	3,5	3,3	3,2	3,2
304-305 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; TH 0,2)	0,8	-	2,3	1,7	1,6
	0,5	-	1,8	1,5	1,4
306-308 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; TH 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
401-402 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; TH 0,2)	0,8	-	2,1	1,3	1,2
	0,5	-	1,6	1,1	1,0
403-419, 504 (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
420-423, 425-439 (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
424 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; TH 0,5)	0,8	6,0	3,7	2,6	2,5
	0,5	4,3	2,8	2,1	2,1
440 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,2	3,2

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
501-503 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,3	1,6	1,5
	0,5	-	1,7	1,3	1,2
505 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
506 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
507 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,5
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
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 $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\phi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ 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	55
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - 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 $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - 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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
счетчики электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.16:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
УССВ:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности (при наличии ЗИП), ч, не более	1
Сервер АИС КУЭ:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
- при отключенном питании, лет, не менее	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	ТФЗМ 220Б-IV У1	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	15
Трансформаторы тока	ТОГФ (П)	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	50
Трансформаторы тока	ТБМО	4
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-ПУ1	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-ШУ1	1
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	9
Трансформаторы тока	JKQ	9
Трансформаторы тока	ТШВ 15	3
Трансформаторы тока	BDG 072A1	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	14
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛ-10	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	10
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	3
Трансформаторы напряжения	НКФА	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	TJC 6-G	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	9
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	5
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	25
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	20
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03M	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	1
Устройства синхронизации частоты и времени	Метроном-300	1
Сервер БД	-	1
Формуляр	МТЛ.005.001.01 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 (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-3 (Блок 1), Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5)», 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»)
ИИН 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»)
ИИН 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»)
ИНН 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.

