

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от « 10 » апреля 2026 г. № 703

Регистрационный № 98237-26

Лист № 1  
Всего листов 13

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СГК-Новосибирск» Барабинская ТЭЦ

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СГК-Новосибирск» Барабинская ТЭЦ (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) программный комплекс (далее – ПК) «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика. 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, которые усредняются за период 0,02 с. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер АИИС КУЭ в составе верхнего, второго уровня системы.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet, от АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК).

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более  $\pm 0,1$  с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного  $\pm 2$  с (программируемый параметр) и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 001) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека libpsd_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01E3EAE897F3CE5AA58FF2EA6B948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.32, ф.1072 л.Б	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 29390-10	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
2	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.3, ф.1053	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 45425-10	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
3	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.4, ф.1054	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
					реактивная	±2,8	±7,5	
4	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.9, ф.1059	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 814-53	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,5	
5	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.5, ф.1055	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 814-53	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.7, ф.1057	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 814-53	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
7	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.16, ф.1016	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
8	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.25, ф.1065	ТПОФ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
9	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.27, ф.1067 л.Б	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 44701-10	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
10	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.28, ф.1068 л.А	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
					реактивная	±2,8	±7,5	
11	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.28, ф.1068 л.Б	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,5	
12	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.23, ф.1063	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±10,9	
13	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.32, ф.1072 л.А	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 29390-10	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±6,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.30, ф.1070 л.А, ф.1070 л.Б	ТПОФ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
15	Барабинская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.6, ф.1056 л.А, ф.1056 л.Б	ТПОФ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
16	Барабинская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ, сборка связи №1, гр.3, КЛ-0,4 кВ ВымпелКом	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
17	Барабинская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ, щит 380В Т-34, КЛ-0,4 кВ Сибпромжелдортранс	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
18	Барабинская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ, сборка связи №1, гр.5, КЛ-0,4 кВ МТС	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±5,0
					реактивная	±2,0	±11,1	
19	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.10, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Кожурла с отпайками (3-7)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,0	±4,0	
					реактивная	±2,5	±10,9	
20	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Клубничная с отпайками (3-8)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,0	±4,0	
					реактивная	±2,5	±10,9	
21	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.2А, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Барабушка с отпайками (3-9)	ТВ 110-ПУ2 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 93413-24	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,5	±7,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.3А, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Кирзинская с отпайками (3-10)	ТВ-110-ПУ2 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 93413-24	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,5
23	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.17, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - ГПП-1 (ГЗ-1)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
24	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.16, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - ГПП-2 (ГЗ- 2)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
25	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Бараба (3-35)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
26	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.1, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Здвинская с отпайками (3-36)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
					реактивная	±2,5	±10,9	
27	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Полярная (3-39)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,0	±4,0	
					реактивная	±2,5	±10,9	
28	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.7, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Чумаково (3-80)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,0	±4,0	
					реактивная	±2,5	±10,9	
29	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ - Чумаково (3-81)	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл. т. 0,5S Ктт 500/5 Рег. № 54722-13	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,0	±4,0	
					реактивная	±2,5	±10,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.1А, ШОВ-110	ТВ 110-ПУ2 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 93413-24	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,5
31	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-220 кВ, Ш-243 220 кВ, ВЛ 220 кВ Барабинская ТЭЦ - Чулымская (243)	ТВ-СВЭЛ-220-IX Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 54722-13	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±0,8	±3,3
						реактивная	±1,5	±10,3
32	Барабинская ТЭЦ, ОРУ-220 кВ, Ш-248 220 кВ, ВЛ 220 кВ Барабинская ТЭЦ - Барабинская (248)	ТВ-СВЭЛ-220-IX Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 54722-13	НАМИ-220 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±0,8	±3,3
						реактивная	±1,5	±10,3
33	Барабинская ТЭЦ, ТГ-3 10,5 кВ	ТШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 3972-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 11000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
34	Барабинская ТЭЦ, ТГ-2 10,5 кВ	ТПШФ Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	активная	±1,1	±3,1	
					реактивная	±2,6	±5,6	
35	Барабинская ТЭЦ, ТГ-4 10,5 кВ	ТПШФ Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 519-50	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	активная	±1,1	±3,1	
					реактивная	±2,6	±5,6	
36	Барабинская ТЭЦ, ТГ-5 10,5 кВ	ТПШФА Кл. т. 0,5 Ктт 4000/5 Рег. № 93415-24	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	активная	±1,1	±3,1	
					реактивная	±2,6	±5,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Погрешность в рабочих условиях указана при  $\cos \varphi = 0,8$  инд,  $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
4. Кл. т. – класс точности,  $K_{тт}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока,  $K_{тн}$  – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. 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 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	36
Нормальные условия: – параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды в месте расположения: – ТТ и ТН, °С – счетчиков электроэнергии, °С – сервера, °С – УССВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от –45 до +40 от –40 до +60 от +10 до +30 от –40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 120000 1 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 10 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчиков:

– параметрирования;

– связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

- коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
  - журнал сервера:
- параметрирования;
- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИИК журналы событий.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчиков;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (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 паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПОФ	6
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-110-IX	27
Трансформаторы тока	ТВ 110-ПУ2	9
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-220-IX	12
Трансформаторы тока	ТШЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТПШФ	6
Трансформаторы тока	ТПШФА	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-220	3
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	28
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	СГКН.411711.001 ПФ	1

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СГК-Новосибирск» Барабинская ТЭЦ, аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к средству 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**

Акционерное общество «СГК-Новосибирск»

(АО «СГК-Новосибирск»)

ИНН 5405270340

Юридический адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Чаплыгина, д.57

Web-сайт: [www.sibgenco.ru](http://www.sibgenco.ru)

**Изготовитель**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская область, г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,  
д. 14А

**Испытательный центр**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская область, г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,  
д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736