УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2026 г. № 2361

Регистрационный № 99889-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЩЕКИНОАЗОТ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЩЕКИНОАЗОТ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий сервер с программным обеспечением (ПО) программный комплекс (далее – ПК) «Энергосфера» (далее – сервер), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 верхнего, второго уровня системы, 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 отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации производится через удаленный АРМ (сервер) субъекта ОРЭМ или с уровня ИВК системы 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 (ОРЭМ) с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы или с АРМ энергосбытовой организации по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet.

АИИС КУЭ может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ третьих лиц утвержденного типа, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ ИВК. В качестве УССВ используется блок коррекции времени ЭНКС-2. УССВ обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера. Сравнение шкалы времени сервера и шкалы времени УССВ осуществляется во время каждого сеанса связи сервера с УССВ, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени сервера осуществляется независимо от величины расхождений.

Сравнение шкалы времени счетчиков и шкалы времени сервера осуществляется во время сеанса связи сервера со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчиков осуществляется при обнаружении расхождения со шкалой времени сервера на ±1 с и более.

Цикличность сравнения времени корректируемого и корректирующего компонентов, а также величина расхождения времени, при которой происходит корректировка часов при синхронизации времени, являются программируемыми параметрами.

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

В качестве резервных УССВ используются NTP-серверы первого уровня (Stratum1) ФГУП «ВНИИФТРИ» (ntp1.vniiftri.ru – 89.109.251.21, ntp2.vniiftri.ru – 89.109.251.22, ntp3.vniiftri.ru – 89.109.251.23). Резервные источники точного времени используются для синхронизации времени сервера в случае возникновения отказов основного источника.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Средству измерений присвоен заводской номер 001. Заводской номер АИИС КУЭ АО «ЩЕКИНОАЗОТ» указывается в формуляре АИИС КУЭ. Заводские номера измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера».

ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера». Метрологически значимой частью специализированного программного пакета АИИС является библиотека pso_metr.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

етрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИИК) АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав ИИК АИИС КУЭ			УССВ/ Сервер
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	Первомайская ТЭЦ, РУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Первомайская-Малахово-1	ТФЗМ 150А-1У1 Кл. т. 0,5 Ктт = 1200/5 Рег. № 5313-76	ЗНГ-УЭТМ® Кл. т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53343-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
2	Первомайская ТЭЦ, РУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Первомайская-Малахово-2	ТФЗМ 150А-1У1 Кл. т. 0,5 Ктт = 1200/5 Рег. № 5313-76	ЗНГ-УЭТМ® Кл. т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53343-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
3	Первомайская ТЭЦ, РУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Первомайская-КС-9	TG Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 30489-09	ЗНГ-УЭТМ® Кл. т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53343-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	Первомайская ТЭЦ, РУ-110 кВ, ОВВ-110 кВ	TG Кл. т. 0,5S Ктт = 1200/5 Рег. № 30489-09	ЗНГ-УЭТМ® Кл. т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53343-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
5	Первомайская ТЭЦ, РУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Щекино-Первомайская-1	TG Кл. т. 0,5S Ктт = 1200/5 Рег. № 30489-09	ЗНГ-УЭТМ® Кл. т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53343-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
6	Первомайская ТЭЦ, РУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Щекино-Первомайская-2	TG Кл. т. 0,5S Ктт = 1200/5 Рег. № 30489-09	ЗНГ-УЭТМ® Кл. т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53343-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
7	Первомайская ТЭЦ, РУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Первомайская-Западная	TG Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 30489-09	ЗНГ-УЭТМ® Кл. т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53343-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
8	ПС 110 кВ Западная, РУ-6 кВ, 1 сш, яч. 11, ввод 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 4000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
9	ПС 110 кВ Западная, РУ-6 кВ, 3 сш, яч. 23, ввод 6 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
10	ПС 110 кВ Западная, РУ-6 кВ, 5 сш, яч. 37, ввод 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 5000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
11	ПС 110 кВ Западная, РУ-6 кВ, 2 сш, яч. 7, ввод 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 4000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
12	ПС 110 кВ Западная, РУ-6 кВ, 4 сш, яч. 27, ввод 6 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
13	ПС 110 кВ Западная, РУ-6 кВ, 6 сш, яч. 41, ввод 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 5000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 22	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
15	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 51	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
16	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 10	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
17	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 39	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
18	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 19	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
19	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 42	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
20	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 1 сш, яч. 11, КЛ 6 кВ ОАО Щекинская городская электросеть	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
21	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 1 сш, яч.13	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
22	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 6 сш, яч. 113	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
23	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 2 сш, яч. 53	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
24	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 3 сш, яч. 8	ТОЛ Кл. т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ПС 35 кВ Воздремо № 148, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
26	ПС 35 кВ Воздремо № 148, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 19	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
27	ПС 35 кВ Упа № 50, РУ-6 кВ Упа-1, 1 СШ 6 кВ, яч. 19	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
28	ПС 35 кВ Упа № 50, РУ-6 кВ Упа-1, 2 СШ 6 кВ, яч. 16	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
29	ПС 35 кВ Упа № 50, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66УЗ Кл. т. 0,5 Ктт = 5/5 Рег. № 6891-85	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
30	ПС 35 кВ Упа № 50, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66УЗ Кл. т. 0,5 Ктт = 5/5 Рег. № 6891-85	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
31	ПС 35 кВ Упа № 50, РУ-6 кВ Упа-2, 1 СШ 6 кВ, яч. 9	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
32	ПС 35 кВ Упа № 50, РУ-6 кВ Упа-2, 1 СШ 6кВ, яч. 11	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
33	ПС 6 кВ № 44, РУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. 16	ТПЛ Кл. т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
34	ПС 6 кВ № 44, РУ-6 кВ, 1 сш, яч. 4	ТПОЛ Кл. т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
35	РП-6 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. 7	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
36	РП-6 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. 8	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64
37	КНТП-400 6 кВ, ВРУ-0,4 кВ, яч. 1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.12 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
38	ПС 110 кВ Карбамид, ОРУ-110 кВ, яч. 1	ТОГФ Кл. т. 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
39	ПС 110 кВ Карбамид, ОРУ-110 кВ, яч. 2	ТОГФ Кл. т. 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
40	ВЛ-10 кВ № 8, Опора № 3, ПСС № 2 10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 69604-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
41	ВЛ-10 кВ № 2, Опора № 2, ПСС № 1 10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2 Ктн = Ктн = 10000/100 Рег. № 71707-18	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	

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. Замена оформляется 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 ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-2, 8-23, 25-28, 31, 33-36 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 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
3-7, 24, 40 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 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
29-30 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
32 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 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
37 (Счетчик 0,5S; ТТ 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
38-39 (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
41 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,0	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,7	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	2,9	2,0	2,0
Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-2, 8-23, 25-28, 31, 33-36 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
3-7, 24, 40 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,8	1,5	1,5
29-30 (Счетчик 1; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,7	1,6	1,3
32 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
37 (Счетчик 1; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3
38-39 (Счетчик 1; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,8	1,3	1,3
	0,5	1,9	1,4	1,2	1,2
41 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,0	2,6	1,9	1,9
	0,5	2,7	1,8	1,4	1,4
Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-2, 8-23, 25-28, 31, 33-36 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 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
3-7, 24, 40 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 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
29-30 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
32 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 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

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
37 (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
38-39 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 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
41 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,3	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,2	2,4	2,4
Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-2, 8-23, 25-28, 31, 33-36 (Счетчик 1; ТТ 0,5;	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
3-7, 24, 40 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
29-30 (Счетчик 1; ТТ 0,5)	0,8	-	5,4	3,9	3,5
	0,5	-	4,0	3,4	3,2
32 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,1	3,0	2,5
	0,5	-	3,5	2,3	2,1
37 (Счетчик 1; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,2	3,2
38-39 (Счетчик 1; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	3,8	3,5	3,3	3,3
	0,5	3,5	3,3	3,2	3,2
41 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	5,1	4,0	3,6	3,6
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
Пределы допускаемых смещений шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), (±Δ), с					5

Продолжение таблицы 3

Примечания:

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<1,0 нормируются от $I_{2\%}$.

2 Метрологические характеристики ИИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	41
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности температура окружающей среды, °С:	 от 99 до 101 от 1 (5) до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера, УССВ	 от 90 до 110 от 1 (5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: - средняя наработка до отказа, ч, не менее: для счетчиков Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01, Меркурий 234 ARTM-00 PB.G для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.04, ПСЧ-4ТМ.05МК.04.12 для счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер АИИС КУЭ: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 320000 220000 165000 90000 2 120000 1 100000 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 5 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование питания серверов с помощью источников 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 серверах;
  – пропадание и восстановление связи со счетчиком;
  – результат самодиагностики;
  – перерывы питания.

Защищенность применяемых компонентов:

– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  – счетчиков электроэнергии;
  – промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
  – испытательной коробки;
  – сервера;
– наличие защиты на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  – 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).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована).
– сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (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 150А-1У1	6
Трансформаторы тока	TG	15
Трансформаторы тока	ТОГФ	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	4
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	12
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	16
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	Т-0,66УЗ	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	18
Счётчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G	1
Счётчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G	1
Счётчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	33
Счётчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	2
Счётчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.12	1
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	1
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер, совместимый с платформой x86-x64	-	1
Формуляр	МТЛ.051.001.1.01 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) АО «ЩЕКИНОАЗОТ», аттестованном ООО «Энертест», г. Химки, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314746.

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 «ЩЕКИНОАЗОТ»
АО «ЩЕКИНОАЗОТ»
ИНН 7118004789
Юридический адрес: 301212, Тульская обл., р-н Щекинский, рп. Первомайский, ул. Петра Шарова, зд. 19
Телефон: +7 (48751) 9-23-04
Web-сайт: https://n-azot.ru/
E-mail: ao@azot.net

Изготовитель
Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96»
(ООО «ЭСО-96»)
ИНН 7718660052
Адрес: 115280, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Даниловский, ул. Ленинская Слобода, д.19, помещ. 11В/6
Телефон: +7-904-034-17-48
Web-сайт: http://eso96.ru/
E-mail: eso-96@inbox.ru

Испытательный центр
Общество с ограниченной ответственностью «Метрикслаб»
(ООО «Метрикслаб»)
ИНН 3300012154
Адрес: 600028, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10а, пом. 11
Телефон: +7-991-444-02-96
E-mail: MetrXLab@yandex.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314899