

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от « 06 » февраля 2026 г. № 229

Регистрационный № 97633-26

Лист № 1  
Всего листов 11

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МЖБН РУСАГРО

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МЖБН РУСАГРО (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

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), 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 2–4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера», каналообразующую аппаратуру, технические средства обеспечения электропитания.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика (в случае отсутствия ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным к первичному источнику).

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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 БД.

На верхнем – втором уровне АИИС КУЭ выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов.

Сервер БД ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка. АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet по протоколу TCP/IP с использованием электронной подписи (ЭП) осуществляет передачу информации в заинтересованные организации в соответствии с Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматическом режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени, которое синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера БД с УССВ проводится автоматически не реже одного раза в сутки. При расхождении шкал времени сервера БД и УССВ, равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера БД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется

автоматически при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкал времени счетчиков и сервера БД, равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ (№ 1346) указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

### 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 от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека psos metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ГПП 110 кВ Кристалл, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.4	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16
2	ГПП 110 кВ Кристалл, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
3	ГПП 110 кВ Кристалл, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.11	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 42663-09	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
4	ГПП 110 кВ Кристалл, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.21	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
5	ГПП 110 кВ Кристалл, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.22	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
6	ГПП 110 кВ Кристалл, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.23	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 42663-09	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
7	СРП-1 0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, гр.5	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
8	СРП-2 0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, гр.2	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 71031-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
9	ВРУ 0,4 кВ МЧС России, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	–	ТЕ2000.65.12.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	
10	ВРУ-0,4 кВ жд №10, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	–	ТЕ2000.65.12.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ТП №6 6 кВ, с.ш. 0,4 кВ от Т-18 630 кВа пан.6	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
12	РП №4, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.3	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51199-18	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
13	РП №4, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.9	ТЛП-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 30709-11	НТМИ-6 У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51199-18	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
14	КТПН №17 6 кВ, с.ш. 0,4 кВ пан.4	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	
15	ЦРП №2, РУ-6кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.8	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 70109-17	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	
16	ЗЩ 0,4 кВ ООО «СК Движение», ввод 0,4 кВ	ТТН30 Кл. т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. № 58465-14 ТТН30 Кл. т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. № 58465-14 ТТЭ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. № 52784-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16
17	ПС 110/35/10 кВ Урюпинская, РУ 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. №60	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
18	РП 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.4	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-10 У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51199-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
19	ПС 110 кВ Сорочинский МЭЗ, Ввод 110 кВ Т-1	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 44640-10	ЗНГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
20	ПС 110 кВ Сорочинский МЭЗ, Ввод 110 кВ Т-2	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 44640-10	ЗНГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	ВЛ-10 кВ, оп. №10-4-2, ВЛ3-10 кВ в сторону ПКУ-10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СТ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
22	ПС 110 кВ Сорочинский МЭЗ КРУН-10 кВ, 1 секция 10 кВ, яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16
23	ПС 110 кВ Сорочинский МЭЗ КРУН-10 кВ, 2 секция 10 кВ, яч.15	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
24	ВЛ-10 кВ, Оп. №76, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Примечания:

1. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков и УССВ 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.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, $(\pm\delta)$ , %	Границы погрешности в рабочих условиях, $(\pm\delta)$ , %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с
1, 2, 4, 5 (TT 0,2S; TH 0,5; Сч 0,5S/1)	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,4 6,0	$\pm 5$
3, 6, 12, 15, 22-24 (TT 0,5S; TH 0,5; Сч 0,5S/1)	Активная Реактивная	1,2 2,8	4,0 6,9	$\pm 5$
7, 8, 11 (TT 0,5S; Сч 0,5S/1)	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,9 6,8	$\pm 5$
9, 10, 14 (TT 0,5; Сч 0,5S/1)	Активная Реактивная	1,0 2,4	4,1 7,1	$\pm 5$
13, 18 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 0,5S/1)	Активная Реактивная	1,2 2,8	4,1 7,1	$\pm 5$
16 (TT 0,5; Сч 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	0,8 2,2	3,0 5,5	$\pm 5$
17 (TT 0,5; TH 0,2; Сч 0,5S/1)	Активная Реактивная	1,0 2,5	4,1 7,1	$\pm 5$
19, 20 (TT 0,2S; TH 0,2; Сч 0,5S/1)	Активная Реактивная	0,8 1,5	3,3 5,9	$\pm 5$
21 (TT 0,5S; TH 0,5; Сч 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	1,1 2,6	2,8 5,3	$\pm 5$

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,8$  инд,  
 $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$  для ИК № 1-8, 11, 12, 15, 19-24;  
 $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$  для ИК № 9, 10, 13, 14, 16-18

и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+60^{\circ}\text{C}$ .

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	24
Нормальные условия:	
– параметры сети:	
– напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 99 до 101
– ток, % от $I_{\text{ном}}$	от 100 до 120
– частота, Гц	от 49,85 до 50,15
– коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,9
– температура окружающей среды, °C	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
– параметры сети:	
– напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 90 до 110
– ток, % от $I_{\text{ном}}$	от 2(5) до 120
– коэффициент мощности	от 0,5 инд до 0,8 емк
– частота, Гц	от 49,5 до 50,5
– температура окружающей среды в месте расположения:	
– ТТ и ТН, °C	от -45 до +40
– счетчиков, °C	от -40 до +60
– сервера БД, °C	от +10 до +30
– УССВ, °C	от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УССВ:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер БД:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113
– при отключении питания, год, не менее	40
Сервер БД:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера БД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 минут (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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	2
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-СТ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	15
Трансформаторы тока	ТТН30	2
Трансформаторы тока измерительные 0,66 кВ	ТТЭ-30	1
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®-110	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения трехфазной антрезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 УЗ	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 УЗ	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
	СЭТ-4ТМ.03М.01	13
	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
	ТЕ2000.65.12.00	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	ПИКА.411711.АИИС.1346 ПФ	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

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) МЖБН РУСАГРО, 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 «Нижегородский масло-жировой комбинат»

(АО «НМЖК»)

ИНН 5257003806

Юридический адрес: 603028, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ш. Жиркомбината, д. 11

Телефон: 8 800 250 00 07

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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

