

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Эксперт»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Эксперт» (далее – АИИС КУЭ) предназначены для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ являются проектно-компонуемыми изделиями из выпускаемых различными изготовителями технических средств и представляют собой многоуровневые, многофункциональные автоматизированные системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерений, которые включают в себя измерительные каналы (далее – ИК), состоящие из компонентов (средств измерений утвержденного типа), приведенных в таблице 5. АИИС КУЭ могут включать в себя все или некоторые компоненты из перечисленных в таблице 5. В АИИС КУЭ может входить несколько компонентов одного типа. Конкретный состав, структура и конфигурация каждого экземпляра АИИС КУЭ определяется технической документацией предприятия-изготовителя под задачи конкретного объекта.

Метрологические и технические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблицах 6, 7.

АИИС КУЭ могут включать в себя два уровня (ИИК и ИВК), либо три уровня (ИИК, ИВКЭ и ИВК):

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя один или несколько счетчиков электрической энергии прямого и (или) трансформаторного включения, а также могут включать измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) утвержденных типов со значениями номинального вторичного тока $I_{2ном}=1$ и (или) 5 А, трансформаторы напряжения, преобразователи напряжения (далее – ТН) утвержденных типов со значениями номинального вторичного напряжения $U_{2ном}=100/\sqrt{3}$ и (или) 100 В, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя одно или несколько устройств сбора и передачи данных (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ, при наличии) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер(а) АИИС КУЭ (далее – сервер), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), УССВ (при наличии), каналообразующую аппаратуру, технические средства

для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, программное обеспечение (далее – ПО).

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 случае отсутствия ТТ и (или) ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным непосредственно 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.

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.

Для АИИС КУЭ, состоящих из трех уровней, значения электрической энергии и электрической мощности (как активной, так и реактивной) вычисляются на уровне ИИК с коэффициентами трансформации ТТ и ТН равными 1, либо с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (если технической документацией предусмотрено их хранение в памяти счетчика). Затем эти значения передаются на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (если технической документацией предусмотрено их хранение в памяти УСПД), хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

Для АИИС КУЭ, состоящих из двух уровней, значения электрической энергии и электрической мощности (как активной, так и реактивной) вычисляются на уровне ИИК с коэффициентами трансформации ТТ и ТН равными 1, либо с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (если технической документацией предусмотрено их хранение в памяти счетчика). Затем эти значения передаются на верхний уровень системы.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (если технической документацией предусмотрено их хранение в памяти сервера), хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации.

АИИС КУЭ имеют возможность передавать данные 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 с использованием электронной подписи. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать в автоматизированном режиме измерительную информацию 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 от других автоматизированных информационно-измерительных систем утвержденного типа посредством электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). Шкала времени в СОЕВ формируется на основе информации о национальной шкале координированного времени UTC(SU), принимаемой УССВ от глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

Вариант 1 организации СОЕВ

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера. Коррекция часов сервера проводится при расхождении часов сервера и времени УССВ более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Для АИИС КУЭ, состоящих из трех уровней, коррекция часов УСПД осуществляется от часов сервера. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков производится от УСПД. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Для АИИС КУЭ, состоящих из двух уровней, коррекция часов счетчиков производится сервером. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Вариант 2 организации СОЕВ

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Коррекция часов сервера осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Для АИИС КУЭ, состоящих из трех уровней, коррекция часов счетчиков производится от УСПД. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Для АИИС КУЭ, состоящих из двух уровней, коррекция часов счетчиков производится сервером. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ в цифровом формате 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 возможно использование одного из следующих видов программного обеспечения (ПО): «АльфаЦЕНТР», «АльфаЦЕНТР Плюс», ПК «Энергосфера», ПК «Энергосфера 9». В состав ПО входят модули, указанные в таблицах 1-4. ПО обеспечивает защиту и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО.

ПО не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 6.

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «АльфаЦЕНТР», «АльфаЦЕНТР Плюс» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО ПК «Энергосфера», ПК «Энергосфера 9» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР Коммуникатор библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР Плюс»

Идентификационные признаки	Значение
ПО «АльфаЦЕНТР» на базе СУБД Oracle	
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР Коммуникатор библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
ПО «АльфаЦЕНТР» на базе СУБД PostgreSQL	
Идентификационное наименование ПО	библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	библиотека ac_metrology2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	39989384cc397c1b48d401302c722b02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера 9»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера 9»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 9.0
ОС MS Windows	
Цифровой идентификатор ПО по алгоритму MD5 (библиотека pso_metr.dll)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса)
	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)
Номер версии (идентификационный номер) ПО (библиотека pso_metr.dll)	не ниже 1.1.1.1
Linux-подобные ОС	
Цифровой идентификатор ПО по алгоритму MD5 (библиотека libpso_metr.so)	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061

Метрологические и технические характеристики

Возможный состав ИК и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 5 – 7.

Таблица 5 – Компонентный состав ИК АИИС КУЭ

Наименование компонентов	Характеристики
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Измерительные трансформаторы тока	утвержденного типа, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, класс точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S по ГОСТ 7746
Измерительные трансформаторы напряжения, преобразователи напряжения	утвержденного типа, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, класс точности 0,2; 0,5 по ГОСТ 1983
Счетчики электрической энергии	
СЭТ-4ТМ.03	27524-04
СЭТ-4ТМ.03М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03МК	74671-19
СЭТ-4ТМ.03МТ	74679-19
ПСЧ-4ТМ.05	27779-04
ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12, 51593-18
ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11, 50460-12, 50460-18, 64450-16
ПСЧ-4ТМ.05МКТ	75459-19
ПСЧ-4ТМ.05МН	57574-14, 57574-18
ПСЧ-4ТМ.05МНТ	76415-19
ПСЧ-4ТМ.06Т	82640-21
ТЕ2000	83048-21
ТЕ3000	77036-19
СЕ 207	72632-18
Меркурий 204	75755-19
Меркурий 234	48266-11, 75755-19
Меркурий 236	47560-11, 80589-20, 90000-23
МИР С-04	61678-15
МИР С-05	61678-15
МИР С-07	61678-15
МИРТЕК-3-РУ	53511-13
МИРТЕК-12-РУ	61891-15
МИРТЕК-32-РУ	65634-16
Протон	29292-06
Протон-К	35437-07, 51364-12
ФОБОС 3	66754-17

Продолжение таблицы 5

Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Устройства сбора и передачи данных	
ЭКОМ-3000	17049-09, 17049-14, 17049-19
RTU-327	41907-09
Устройства синхронизации системного времени	
УСВ-3	51644-12, 64242-16, 84823-22
Программное обеспечение	
«АльфаЦЕНТР»	—
«АльфаЦЕНТР Плюс»	—
ПК «Энергосфера»	—
ПК «Энергосфера 9»	—
Примечания:	
1. Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ (типы и количество входящих СИ, технических устройств и программного обеспечения) указывается в паспорте-формуляре.	
2. Допускается замена сервера при условии сохранения цифрового идентификатора ПО и технических характеристик, указанных в таблицах 1-4, 7.	
3. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, а также внесением изменений в паспорт-формуляр на конкретный экземпляр АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 2.503-2023. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Конфигурация ИК (класс точности)			Вид электро- энергии	Границы основной погрешности , ($\pm\delta$), %	Границы погрешност и в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с
ТТ	ТН	Счетчик				
1	2	3	4	5	6	7
Для ТТ по ГОСТ 7746, ТН по ГОСТ 1983 и счетчиков по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 8.401-80 в части измерения активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 в части измерения реактивной электроэнергии, а также в соответствии с техническими условиями на счетчики						
0,2	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,6 1,3	1,6 3,5	± 5
0,2S	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,6 1,3	1,6 3,5	± 5
0,5	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,0 5,3	± 5
0,5S	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,7 4,9	± 5

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
0,2	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,8	1,8 3,6	±5
0,2S	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,8	1,7 3,6	±5
0,5	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	1,1 2,6	3,1 5,3	±5
0,5S	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	1,1 2,6	2,8 5,0	±5
0,2	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,4 1,0	1,6 3,5	±5
0,2S	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,4 1,0	1,5 3,4	±5
0,5	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 2,2	3,0 5,2	±5
0,5S	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 2,2	2,7 4,8	±5
0,2	0,2	0,2S/1	Активная Реактивная	0,6 1,5	1,6 5,4	±5
0,2S	0,2	0,2S/1	Активная Реактивная	0,6 1,5	1,6 5,4	±5
0,5	0,2	0,2S/1	Активная Реактивная	0,9 2,5	3,0 6,6	±5
0,5S	0,2	0,2S/1	Активная Реактивная	0,9 2,5	2,7 6,3	±5
0,2	0,5	0,2S/1	Активная Реактивная	0,8 2,0	1,8 5,4	±5
0,2S	0,5	0,2S/1	Активная Реактивная	0,8 2,0	1,7 5,4	±5
0,5	0,5	0,2S/1	Активная Реактивная	1,1 2,8	3,1 6,7	±5
0,5S	0,5	0,2S/1	Активная Реактивная	1,1 2,8	2,8 6,4	±5
0,2	нет	0,2S/1	Активная Реактивная	0,4 1,3	1,6 5,3	±5
0,2S	нет	0,2S/1	Активная Реактивная	0,4 1,3	1,5 5,3	±5
0,5	нет	0,2S/1	Активная Реактивная	0,8 2,4	3,0 6,6	±5
0,5S	нет	0,2S/1	Активная Реактивная	0,8 2,4	2,7 6,3	±5
0,2	0,2	0,5S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,3	2,9 3,5	±5
0,2S	0,2	0,5S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,3	3,0 3,5	±5
0,5	0,2	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 2,3	3,8 5,3	±5
0,5S	0,2	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 2,3	3,7 4,9	±5

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
0,2	0,5	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 1,8	3,0 3,6	±5
0,2S	0,5	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 1,8	3,0 3,6	±5
0,5	0,5	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,2 2,6	3,9 5,3	±5
0,5S	0,5	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,2 2,6	3,7 5,0	±5
0,2	нет	0,5S/0,5	Активная Реактивная	0,7 1,0	2,9 3,5	±5
0,2S	нет	0,5S/0,5	Активная Реактивная	0,7 1,0	2,9 3,4	±5
0,5	нет	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 2,2	3,8 5,2	±5
0,5S	нет	0,5S/0,5	Активная Реактивная	1,0 2,2	3,7 4,8	±5
0,2	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	0,8 1,5	2,9 5,4	±5
0,2S	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	0,8 1,5	3,0 5,4	±5
0,5	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,8 6,6	±5
0,5S	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,7 6,3	±5
0,2	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,0 5,4	±5
0,2S	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,0 5,4	±5
0,5	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,2 2,8	3,9 6,7	±5
0,5S	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,2 2,8	3,7 6,4	±5
0,2	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	0,7 1,3	2,9 5,3	±5
0,2S	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	0,7 1,3	2,9 5,3	±5
0,5	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,8 6,6	±5
0,5S	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,7 6,3	±5
нет	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	0,6 1,0	2,8 5,1	±5
нет	нет	0,2/0,2*	Активная Реактивная	0,2 0,2	4,2 4,9	±5
нет	нет	0,5/1	Активная Реактивная	0,5 1,0	2,7 5,1	±5
нет	нет	1/1	Активная Реактивная	1,0 1,0	4,5 5,1	±5

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
нет	нет	1/2	Активная Реактивная	1,0 2,0	4,5 9,8	±5
нет	нет	0,5S	Активная	0,6	2,8	±5
нет	нет	1	Активная	1,0	4,5	±5
Для ТТ по ГОСТ 7746, ТН по ГОСТ 1983 и счетчиков по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 30207-94 в части измерения активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в части измерения реактивной электроэнергии						
0,2	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,6 1,2	1,6 3,1	±5
0,2S	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,6 1,2	1,6 4,7	±5
0,5	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,0 5,0	±5
0,5S	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,7 5,8	±5
0,2	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,8 3,3	±5
0,2S	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,7 4,7	±5
0,5	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	1,1 2,6	3,1 5,1	±5
0,5S	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	1,1 2,6	2,8 5,8	±5
0,2	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,4 0,9	1,6 3,1	±5
0,2S	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,4 0,9	1,5 4,6	±5
0,5	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 2,2	3,0 5,0	±5
0,5S	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 2,2	2,7 5,7	±5
0,2	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	0,8 1,5	2,9 5,6	±5
0,2S	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	0,8 1,5	3,0 8,9	±5
0,5	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,8 6,8	±5
0,5S	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,7 9,6	±5
0,2	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,0 5,7	±5
0,2S	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,0 9,0	±5
0,5	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,2 2,8	3,9 6,9	±5
0,5S	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,2 2,8	3,7 9,6	±5

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
0,2	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	0,7 1,3	2,9 5,6	±5
0,2S	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	0,7 1,3	2,9 8,9	±5
0,5	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,8 6,8	±5
0,5S	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,7 9,5	±5
нет	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	0,6 1,0	2,8 8,8	±5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности для интервалов времени 30 мин.

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, $I = 0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -30°C до $+55^\circ\text{C}$. Для ИК, содержащих счетчик непосредственного включения, значения силы тока, приведенные ранее, рассчитываются от I_b , где I_b – базовое значение силы тока счетчика.

4. * Только для счетчиков МИР С-04 (рег. № 61678-15)

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток - для счетчиков, включаемых через трансформатор, % от $I_{\text{ном}}$ - для счетчиков непосредственного включения, % от I_b - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	от 99 до 101 от 100 до 120 от 100 до I_{max} от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток - для счетчиков, включаемых через трансформатор, % от $I_{\text{ном}}$ - для счетчиков непосредственного включения, % от I_b - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, $^\circ\text{C}$ - счетчиков, $^\circ\text{C}$ - УСПД, $^\circ\text{C}$ - УССВ, $^\circ\text{C}$ - сервера, $^\circ\text{C}$	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 5 до I_{max} от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,5 до 50,5 от -45 до $+40$ от -30 до $+55$ от $+10$ до $+30$ от $+10$ до $+30$ от $+10$ до $+30$

Продолжение таблицы 7

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 35000 24 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – профиль нагрузки в двух направлениях за интервал 30 мин, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 5 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - 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 УСПД (при наличии):
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН);

- попыток несанкционированного доступа;
- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
- перезапусков ИВКЭ;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- результатов самодиагностики;
- отключения питания;
- журнал сервера:
 - изменения значений результатов измерений;
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН);
 - параметрирования;
 - факт и величина коррекции времени;
 - пропадания питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровня ИВКЭ журналы событий ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора не реже 1 раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов-формуляров на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Эксперт»	—	1*
Паспорт-формуляр	ЭКСП.411711.АИИС.ХХХ** ПФ	1
Примечание: * Комплектация АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре конкретного экземпляра АИИС КУЭ ** ХХХ – серийный номер АИИС КУЭ		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Эксперт», 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»;

ЭКСП.411711.АИИС.ТУ «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Эксперт». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Эксперт»
(ООО «ЭСК «Эксперт»)

ИНН 3663154219

Юридический адрес: 394042, Воронежская обл., г.о. Город Воронеж, г. Воронеж, ул. Остужева, д. 2/1, помещ. 1/5

Телефон: +7 (473) 229-02-31

Web-сайт: www.esk-expert.ru

E-mail: mail@esk-expert.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Эксперт»
(ООО «ЭСК «Эксперт»)

ИНН 3663154219

Адрес: 394042, Воронежская обл., г.о. Город Воронеж, г. Воронеж, ул. Остужева, д. 2/1, помещ. 1/5

Телефон: +7 (473) 229-02-31

Web-сайт: www.esk-expert.ru

E-mail: mail@esk-expert.ru

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