

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АГИДЕЛЬ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АГИДЕЛЬ» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее - УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-1 (далее - УСВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, подключенный к базе данных ИВК АИИС КУЭ при помощи удаленного доступа по сети Internet, и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех 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 электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, 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 входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, под-ключенный к базе данных ИВК АИИС КУЭ при помощи удаленного доступа по сети Internet в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ и всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и сервера БД более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с в сутки.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

В журналах УСПД, счетчика и сервера БД отражаются факты корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано соответственно УСПД, счетчик и сервер БД.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии 1.1.1.1, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида» 2000.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение					
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000» Консоль АИИС Пирамида SrvConsole.exe	ПО «Пирамида 2000» Администратор программ ИКМ ControlService.exe	ПО «Пирамида 2000» Автоматизированный сбор SCPAuto.exe	ПО «Пирамида 2000» Служба синхронизации времени TimeSynchro.exe	ПО «Пирамида 2000» Конфигуратор ИКМ QperS50.exe	ПО «Пирамида 2000» Просмотр данных P2kClient.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.0.0	1.0.0.0	1.0.0.0	1.0.0.0	2.0.0.0	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3202344275	1244042708	1363939247	3334417374	2526108451	268692565
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC					

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», зарегистрированы в Госреестре СИ под № 21906-01.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

# **Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Приуфимская ТЭЦ								
1	ГРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. 119, КЛ-6 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 00130-12; Зав. № 00138-12; Зав. № 00159-12	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/√3:100/√3 Зав. № 4557; Зав. № 4643	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111050214	СИКОН С70 Зав. № 01372	активная  реактивная	±0,8  ±1,7	±1,8  ±5,0
2	ГРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. 220, КЛ-6 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 00126-12; Зав. № 00127-12; Зав. № 00129-12	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/√3:100/√3 Зав. № 4769; Зав. № 3613	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111050074	СИКОН С70 Зав. № 01372	активная  реактивная	±0,8  ±1,7	±1,8  ±5,0

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. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1,0 - 1,2)  $I_{ном}$ , частота - (50±0,15) Гц;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (7 ±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 - 1,1)  $U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока - (0,02 - 1,2)  $I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 - 1,1)  $U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - (0,01 - 1,2)  $I_{Н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- от минус 40 до плюс 60 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 2 от минус 40 до плюс 60 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчетчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

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 оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АГИДЕЛЬ» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЦ-10	37544-08	6
Трансформатор напряжения	НОМ-6	159-49	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	2
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 64168-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АГИДЕЛЬ». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- УСПД СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.;
- УСВ-1 - в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ.221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АГИДЕЛЬ», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АГИДЕЛЬ»**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Росэнергосервис» (ЗАО «Росэнергосервис»)

ИНН 3328489050

Юридический (почтовый) адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Тел./факс: (4922) 44-87-06/(4922) 33-44-86

E-mail: [post@orem.su](mailto:post@orem.su); <http://orem.su/>

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.