

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ТГК-4» - «Брянская региональная генерация» точка учета «Роддом»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ТГК-4» - «Брянская региональная генерация» точка учета «Роддом» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения интервалов времени, 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 измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 52425-2005 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 – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе СИКОН С1 (Зав.№ 1691) (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя ИВК «ИКМ-Пирамида» (зав. № 190), сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-1 (Зав. № 446), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 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 по основному (коммутируемому) и резервному (сотовому каналу стандарта GSM) каналам связи, 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.

Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующего собственное время по сигналам времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-1. Предел допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с. УСВ-1 подключено к ИВК «ИКМ-Пирамида». ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-1. Сличение часов ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Шкала времени УСПД синхронизирована со шкалой времени ИВК «ИКМ-Пирамида», сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сличение шкалы времени счетчиков с УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка часов счетчика с часами УСПД осуществляется вне зависимости от наличия расхождений, но не чаще одного раза в сутки.

Погрешность часов компонентов АИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и ИВК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИС КУЭ ОАО «ТГК-4» - «Брянская региональная генерация» точка учета «Роддом» используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b21 9065d63da9491 14dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb 17c83f7b0f6d4a 132f	MD5

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b 156a0fdc27e1ca 480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b60879 9bb3cce41b54 8d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737 261328cd77805 bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e 66494521f63d0 0b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf 4055bb2a4d3fe 1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3 fd3215049af1fd 979f	MD5

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7c dc23ecd814c4e b7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb 0e2884f5b356a 1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы 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.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «ТГК-4» - «Брянская региональная генерация» точка учета «Роддом» и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
56	ГРУ-6 кВ яч. 13 Роддом	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав.№ 43638 Зав.№ 43649	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав.№ 22225 Зав.№ 18749 Зав.№ 22220	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав.№ 0805120429	СИКОН С1 Зав. №1691	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,3$	$\pm 3,0$ $\pm 4,6$

### Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) Ун; ток (1,0 – 1,2) Iн;  $\cos\phi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды: (20 $\pm$ 5) °C.

5 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1) Ун1; диапазон силы первичного тока – (0,02(0,05) – 1,2) Iн1; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$  0,5 – 1,0 (0,6 – 0,87); частота – (50  $\pm$  0,5) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 50°C;
- относительная влажность воздуха (70  $\pm$  5) %;
- атмосферное давление (100  $\pm$  4) кПа.

Для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1)Ун2; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2)Iн2; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  0,5 – 1,0 (0,6 – 0,87); частота (50  $\pm$  0,5) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60°C;
- относительная влажность воздуха (40 – 60) %;
- атмосферное давление (100  $\pm$  4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220  $\pm$  10) В; частота (50  $\pm$  1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30°C;
- относительная влажность воздуха (70  $\pm$  5) %;
- атмосферное давление (100  $\pm$  4) кПа

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2% Ином cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 °C до плюс 30 °C.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена ИВК «ИКМ-Пирамида», УСПД и УСВ-1 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «ТГК-4» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее Т = 140 000 ч, среднее время восстановления работоспособности тв = 2 ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее Т = 100 000 ч, среднее время восстановления работоспособности тв = 2 ч;
- УСПД СИКОН С1 - среднее время наработки на отказ не менее Т = 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности тв = 2 часа;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее Т = 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности тв = 2 часа

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК «ИКМ-Пирамида» 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 счётика:
  - 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:
  - электросчётика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК «ИКМ-Пирамида»;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - ИВК «ИКМ-Пирамида».

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 35 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 - 35 суток; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - 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 (АИС КУЭ) ОАО «ТГК-4» - «Брянская региональная генерация» точка учета «Роддом» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока типа 814 многовитковые проходные с фарфоровыми изоляторами	ТПФМ-10	814-53	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	3344-04	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Информационно-вычислительный комплекс	«ИКМ-Пирамида»	45270-10	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С1	15236-03	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 55574-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «ТГК-4» - «Брянская региональная генерация» точка учета «Роддом». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2013 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»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 Методика поверки», согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 4 декабря 2007 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1»;
- устройство сбора и передачи данных СИКОН С1- по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ 235.00.000 И1»;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП»;
- 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 -20 до + 60 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «ТГК-4» - «Брянская региональная генерация» точка учета «Роддом», аттестованной ЗАО ИТФ «Системы и технологии», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)**

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.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ЗАО ИТФ «Системы и технологии»  
Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8  
Тел.: (4922) 33-67-66  
Факс: (4922) 42-45-02  
E-mail: [st@sicon.ru](mailto:st@sicon.ru)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений»  
(ООО «Центр энергетических решений»)  
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

**Испытательный центр**

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул.Озерная, д.46  
Тел/факс: (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

Ф.В. Булыгин

М.п.            «\_\_\_\_\_» 2013 г.