



<p><b>Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Алабуга» (АИИС КУЭ ОАО «ОЭЗ ППТ «Алабуга»)</b></p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>41500-09</u></p>
---	---

Изготовлена ЗАО «ГазЭнерго» для коммерческого учета электроэнергии на объектах: ОАО «Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Алабуга» по проектной документации ЗАО «ГазЭнерго» ОЭЗ АЛ.411711.1108, согласованной с ОАО «ОЭЗ ППТ «Алабуга», заводской номер 001.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Алабуга» (далее – АИИС КУЭ ОАО «ОЭЗ ППТ «Алабуга»)) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, принадлежащими ОАО «ОЭЗ ППТ «Алабуга», сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов со смежными организациями и оперативного управления потреблением и выработкой электроэнергии.

АИИС КУЭ решает следующие задачи. Функции АИИС КУЭ, совпадающие с требованиями Приложения 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка, обозначены как соответствующие П-параметры:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, времени и интервалов времени;
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30);
- автоматическое хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- сбор информации о состоянии средств измерения и результатов измерения;
- передача в смежные организации, организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны сервера;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных, хранящихся в АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматизированный учет потерь от точки измерений до точки учета ( $P_{A1}$ );
- расчет учетных показателей (автоматизированная функция) ( $P_{\Phi 39}$ ,  $P_{A24}$ );

- автоматическое измерение среднеинтервальной активной мощности ( $P_{Ad}$ );
- контроль достоверности и восстановления данных ( $P_{H25}$ );
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени в ИИК, ИВКЭ, ИВК).

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений и включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИИК (информационно-измерительный комплекс) – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S и 0,2S ( $P_{\Phi 7}$ ) по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и 0,2 ( $P_{\Phi 8}$ ) по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S/0,5 ( $P_{\Phi 9}$ ) (2 шт.) по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S/0,5 ( $P_{\Phi 9}$ ) (2 шт.) по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах (присоединениях), указанных в таблице 1 (4 измерительных канала).

2-й уровень – ИВКЭ (информационно-вычислительный комплекс электроустановки) – включает в себя одно устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «Сикон С70», каналобразующую аппаратуру (контроллер Сикон ТС 65, преобразователь интерфейса Моха N-Port 5150).

3-й уровень – (ИВК) информационно-измерительный комплекс – включает в себя каналобразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ HP Proliant DL160 G06, автоматизированное рабочее место персонала на базе ЭВМ Intel Pentium 4 и специализированное программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000. Сервер».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов по проводным линиям связи поступают на входы счетчиков электроэнергии. В счетчике осуществляется выборка мгновенных значений напряжения и тока, преобразование их в цифровой код и передача по скоростному каналу микроконтроллеру. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений силы электрического тока и напряжения производит вычисление усредненных за период 0,02 с значений активной мощности, среднеквадратических значений напряжения и тока в каждой фазе. По вычисленным значениям активной мощности, напряжения и тока вычисляются полная и реактивная 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 по беспроводным линиям связи (посредством GSM-модема) 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 по проводным линиям на третий уровень системы (сервер БД), 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 справочных и отчетных документов. Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера АИИС КУЭ посредством сети Internet .

Используемое в составе АИИС КУЭ программное обеспечение «Пирамида 2000. Сервер» позволяет производить сбор данных с УСПД, обработку, хранение полученных данных на жёстких

дисках сервера, осуществлять передачу данных в смежные системы, в том числе в филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - РДУ Татарстана, ОАО «АТС», отображать с помощью АРМ эти данные в наглядной форме (таблицы, графики), вести оперативный контроль средней (получасовой) мощности, дифференцированной по времени суток, выводить полученную информацию на печать.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). В качестве GPS-приемника используется устройство синхронизации времени УСВ-1, подключенное к серверу АИИС КУЭ. Время сервера синхронизировано со временем приемника, сличение происходит один раз в сутки, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сервер осуществляет коррекцию времени УСПД и счетчиков. Сличение времени сервера АИИС КУЭ со временем УСПД «Сикон С70» осуществляется каждые 30 мин, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД  $\pm 1$  с. Корректировка времени счетчиков выполняется один раз в сутки при расхождении со временем УСПД  $\pm 2$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

№ точки измерения	Наименование объекта, присоединения	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ГПП-2 110/10 кВ ОПУ-110 кВ ввод 1	ТРГ-110П/ 5У1 600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 2161 Зав. № 2162 Зав. № 2163	НАМИ-110УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/100 Зав. № 1445 Зав. № 1912 Зав. № 1901	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112082672	Сикон С70 Зав. № 04701	Активная, реактивная	±0,6 ±1,2	±0,7 ±1,2
2	ГПП-2 110/10 кВ ОПУ-110 кВ ввод 2	ТРГ-110П/ 5У1 600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 2160 Зав. № 2159 Зав. № 2158	НАМИ-110УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/100 Зав. № 1918 Зав. № 1782 Зав. № 2972	СЭТ 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112082824		Активная, реактивная	±0,6 ±1,2	±0,7 ±1,2
3	ГПП-2 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ ячейка ТСН-1 фидер 110	ТОЛ-СЭЦ-10 100/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 17819-08 Зав. № 17937-08 Зав. № 17818-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2527	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808090366		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,3 ±2,2
4	ГПП-2 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ ячейка ТСН-2 фидер 411	ТОЛ-СЭЦ-10 100/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 17812-08 Зав. № 17813-08 Зав. № 18193-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3242	СЭТ 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808090464		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,3 ±2,2

**Примечания:**

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40°С до + 60°С, для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03 от минус 40°С до + 60°С, для УСПД от минус 10 °С до +50 °С;
4. Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Uном; ток (1 ÷ 1,2) Iном, cosφ = 0,9 инд.;
  - температура окружающей среды (20 ± 5) °С;
5. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Uном; ток (0,05 ÷ 1,0) Iном, cosφ = 0,8 инд.;
  - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 30°С до + 35°С, для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03: точки измерения № 1 - 4 от 0°С до + 30°С; для УСПД от +10°С до +35°С;
6. Трансформаторы тока соответствуют ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения - ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии - ГОСТ Р 52323 – для СЭТ-4ТМ.03М, ГОСТ 30206 – для СЭТ-4ТМ.03 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425– для СЭТ-4ТМ.03М, ГОСТ 26035 – для СЭТ-4ТМ.03 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Допускается замена счетчиков электрической энергии на аналогичные с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1.

Надежность применяемых в системе компонентов:

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ: трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии, УСПД, сервера, СОЕВ а также каналобразующей аппаратуры, каналов передачи данных соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ (П<sub>Н1</sub>, П<sub>Н2</sub>, П<sub>Н3</sub>, П<sub>Н4</sub>, П<sub>Н5</sub>, П<sub>Н11</sub>, П<sub>Н6</sub>, П<sub>Н7</sub>, П<sub>Н8</sub>, П<sub>Н9</sub>, П<sub>Н10</sub>):

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ  $T_0 = 140\ 000$  час (для СЭТ-4ТМ.03М),  $T_0 = 90\ 000$  час (для СЭТ-4ТМ.03) среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  часа (П<sub>Н3</sub>);

- УСПД среднее время наработки на отказ  $T_0 = 70\ 000$  час, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  часа) (П<sub>Н4</sub>);

- сервер (параметры надежности  $K_T = 0,99$ ,  $t_v = 1$  час) (П<sub>Н5</sub>);

- СОЕВ (параметры надежности  $K_T$  не менее 0,95,  $t_v$  не более 168 часов) (П<sub>Н11</sub>).

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД от щита собственных нужд с устройством АВР, запитанного от двух линий с возможностью автоматического переключения с одной на другую и обратно (П<sub>Н12</sub>);

- резервирование питания электросчетчиков (П<sub>Н13</sub>);

- резервирование баз данных (П<sub>Н32</sub>);

- перезапуск системы (П<sub>Н33</sub>).

В системе обеспечена возможность автономного, удаленного и визуального съема информации со счетчиков (П<sub>Н22</sub>, П<sub>Н23</sub>, П<sub>Н24</sub>).

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- факты параметрирования (П<sub>Н16</sub>);

- попытки несанкционированного доступа;

- связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;

- факты коррекции времени (изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени) (П<sub>Н18</sub>);

- отклонения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;

- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;

- пропадание напряжения (П<sub>Н17</sub>).

- журнал УСПД:

- факты параметрирования (П<sub>Н19</sub>);

- факты пропадания напряжения (П<sub>Н20</sub>);

- факты коррекции времени - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени (П<sub>Н21</sub>);

- ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

- ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений;

- установка текущих значений времени и даты;

- попытки несанкционированного доступа;

- факты связи с УСПД, приведшие к каким-либо изменениям данных;

- перезапуски УСПД (при пропадании напряжения, зацикливании и т.п.);

- отключение питания.

Организационные решения:

- наличие ЗИП (П<sub>Н34</sub>);

- наличие эксплуатационной документации (П<sub>Н35</sub>).

**Защищённость применяемых компонентов:**

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - трансформаторов тока ( $P_{31}$ );
  - электросчётчика ( $P_{32}$ );
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения ( $P_{34}$ );
  - испытательной колодки ( $P_{35}$ );
  - УСПД ( $P_{36}$ );
  - сервера ( $P_{37}$ );
- наличие защиты на программном уровне:
  - информации:
    - при передаче:
      - результатов измерений ( $P_{310}$ );
    - при параметрировании:
      - установка пароля на счётчик ( $P_{313}$ );
      - установка пароля на УСПД ( $P_{314}$ );
      - установка пароля на сервер ( $P_{315}$ );
      - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

**Возможность проведения измерений следующих величин:**

- приращений активной электроэнергии (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 2}, P_{A2}$ );
- приращений реактивной электроэнергии (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 3}, P_{A3}$ );
- времени и интервалов времени (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 4}, P_{A5}$ );

**Возможность коррекции времени в:**

- электросчётчиках (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 10}, P_{A8}$ );
- УСПД (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 10}, P_{A9}$ );
- ИВК (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 10}, P_{A10}$ ).

**Возможность сбора информации:**

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 11}, P_{A11}$ );
- о результатах измерений (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 13}, P_{A13}$ ).

**Цикличность:**

- измерений:
  - 30-ти минутных приращений (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 16}, P_{A14}$ );
- сбора:
  - 1 раз в сутки (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 24}, P_{A15}$ );

**Возможность предоставления информации о результатах измерения:**

- в смежные организации:
  - ОАО «Татэнерго» с УСПД в автоматическом режиме посредством сети Ethernet (основной канал связи) и сотовой связи с использованием контроллера Сикон ТС65 (резервный канал связи);
  - филиал ОАО «Сетевая компания» - Елабужские электрические сети с УСПД в автоматическом режиме посредством сети Ethernet (основной канал связи) и сотовой связи с использованием контроллера Сикон ТС65 (резервный канал связи);
- в ПАК ОАО «АТС» (в автоматическом режиме) с сервера АИИС КУЭ посредством сети Internet ( $P_{\Phi 28}, P_{A18}$ );
- в филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - РДУ Татарстана (в автоматическом режиме) с сервера АИИС КУЭ посредством с сети Internet ( $P_{\Phi 35}, P_{A21}$ ).

Глубина хранения информации профиля:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток, при отключении питания - не менее 10 лет (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 40}$ ,  $P_{A26}$ );
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 суток (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – 3 года ( $P_{\Phi 41}$ );
- ИВК – хранение результатов измерений, состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы (функция автоматизирована) ( $P_{\Phi 42}$ ).

Синхронизация времени с использованием модуля GPS (функция автоматизирована) ( $P_{A29}$ ).

### **ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно - измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ОЭЗ ППТ «Алабуга».

### **КОМПЛЕКТНОСТЬ**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

### **ПОВЕРКА**

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ОЭЗ ППТ «Алабуга». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2009г.

Перечень эталонов для поверки приведен в методике поверки.

Межповерочный интервал - 4 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты.

- ТТ – поверка в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – поверка в соответствии с МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- СЭТ-4ТМ.03М – поверка в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки. ИЛГШ.411152.145 РЭ1»;
- СЭТ-4ТМ.03 – поверка в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки. ИЛГШ.411152.124 РЭ»;
- УСПД «Сикон С70» – поверка в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные. Сикон С70». Методика поверки».
- УСВ-1 – поверка в соответствии с документом ВЛСТ 221.00.000 МП «Устройства синхронизации времени. УСВ-1. Методика поверки».

### НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ Р 52425	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
ГОСТ 22261-94.	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002.	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
МИ 3000-2006	«Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и во время эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель: ЗАО «ГазЭнерго»

113570, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125

Телефон: (495) 228 32 89

Факс: (495) 228 32 89

Генеральный директор ЗАО «ГазЭнерго»



Г.В. Боряева