

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 168 от 01.02.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бугульчанская солнечная электростанция»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бугульчанская солнечная электростанция» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту - Счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя систему обеспечения единого времени (СОЕВ) с устройством синхронизации времени УСВ-3 (Госреестр № 51644-12) (заводской № 0167), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование. Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера ООО «Бугульчанская СЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер архивов и сервер баз данных на базе HP ProLiant DL160 Generation9 (Gen9) (заводской номер CZ2401000M), устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту - ПК); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где производится сбор и хранение результатов измерений.

Сервер автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

На верхнем - втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) ОАО «АТС». Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа УСВ-3. Устройство синхронизации времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов ИВК, при превышении порога  $\pm 1$  с происходит коррекция шкалы времени ИВК. Сличение шкалы времени сервера ИВК и шкалы времени УСВ-3 происходит ежесекундно. Шкалы времени счетчиков синхронизируются от шкалы времени ИВК с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция шкал времени счетчиков проводится при расхождении шкалы времени счетчиков и ИВК более чем на  $\pm 1$  с.

Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по проводным каналам связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа  $\pm 0,5$  с, а с учетом температурной составляющей  $\pm 1,5$  с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

### Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе пакета программ «Энергосфера».

Идентификационные данные ПО АИИС КУЭ «Энергосфера», установленного в ИВК указаны в таблице 1.1 - 1.4.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Идентификационное наименование ПО	Модуль сбора данных - Сервер опроса
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1.40.5605	7.1.63.1514
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	92f7ee97edae0776cffa bad08ab1cc66	13fbf14e80f4b83a8f53 0abaf1fdb8cd
Другие идентификационные данные, если имеются	PSO.exe	Adcenter.exe

Таблица 1.2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Идентификационное наименование ПО	Модуль расчетных схем AdmTool
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1.5.6394	7.1.52.2659
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	c23d32e7999f7f2452f 5c45987bac79a	8637e359c143c501bc 3c4a249d45dcac
Другие идентификационные данные, если имеются	AdmTool.exe	ControlAge.exe

Таблица 1.3 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Модуль оперативного контроля E_ALR	Модуль экспорта-импорта E_DIE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1.9.629	7.1.45.3854
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	d3b79862bdc9516e6831b1861e3070e4	26fa3065e8936782fa09ded7922038c
Другие идентификационные данные, если имеются	AlarmSvc.exe	Explmp.exe

Таблица 1.4 - Идентификационные данные ПО программного модуля УССВ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Программный модуль Синхронизация времени
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.9.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	943926158778904971c57307f99b2984
Другие идентификационные данные, если имеются	TimeService.exe

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

ПО ИВК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Компонентный состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные характеристики приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. № 1	ТПУ кл.т 0,5S Ктт = 1600/5 Зав. № 1VLT5115026722; 1VLT5115026718; 1VLT5115026723 Госреестр № 51368-12	ТНП кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1VLT5215007867; 1VLT5215007868; 1VLT5215007869 Госреестр № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0807150046 Госреестр № 36697-12	HP ProLiant DL160 Generation9 (Gen9)
2	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. № 14	ТПУ кл.т 0,5S Ктт = 1600/5 Зав. № 1VLT5115026719; 1VLT5115026721; 1VLT5115026720 Госреестр № 51368-12	ТНП кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1VLT5215007864; 1VLT5215007865; 1VLT5215007866 Госреестр № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0807150067 Госреестр № 36697-12	HP ProLiant DL160 Generation9 (Gen9)
3	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. № 3	ТПУ кл.т 0,5S Ктт = 500/5 Зав. № 1VLT5115026705; 1VLT5115026708; 1VLT5115026706 Госреестр № 51368-12	ТНП кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1VLT5215007867; 1VLT5215007868; 1VLT5215007869 Госреестр № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0807150074 Госреестр № 36697-12	HP ProLiant DL160 Generation9 (Gen9)
4	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. № 12	ТПУ кл.т 0,5S Ктт = 500/5 Зав. № 1VLT5115026715; 1VLT5115026704; 1VLT5115026707 Госреестр № 51368-12	ТНП кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1VLT5215007864; 1VLT5215007865; 1VLT5215007866 Госреестр № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0807150082 Госреестр № 36697-12	HP ProLiant DL160 Generation9 (Gen9)

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. № 4	ТРУ кл. т 0,5S Ктт = 500/5 Зав. № 1VLT5115026712; 1VLT5115026713; 1VLT5115026714; Госреестр № 51368-12	ТДР кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1VLT5215007867; 1VLT5215007868; 1VLT5215007869; Госреестр № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0805160811 Госреестр № 36697-12	HP ProLiant DL160 Generation9 (Gen9)
8	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. № 11	ТРУ кл. т 0,5S Ктт = 500/5 Зав. № 1VLT5115026711; 1VLT5115026701; 1VLT5115026717; Госреестр № 51368-12	ТДР кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1VLT5215007864; 1VLT5215007865; 1VLT5215007866; Госреестр № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0805160174 Госреестр № 36697-12	HP ProLiant DL160 Generation9 (Gen9)
9	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. № 5	ТРУ кл. т 0,5S Ктт = 500/5 Зав. № 1VLT5115026703; 1VLT5115026702; 1VLT5115026700; Госреестр № 51368-12	ТДР кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1VLT5215007867; 1VLT5215007868; 1VLT5215007869; Госреестр № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,2S/0,5Зав. № 0805160090 Госреестр № 36697-12	HP ProLiant DL160 Generation9 (Gen9)
10	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. № 10	ТРУ кл. т 0,5S Ктт = 500/5 Зав. № 1VLT5115026710; 1VLT5115026709; 1VLT5115026716; Госреестр № 51368-12	ТДР кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1VLT5215007864; 1VLT5215007865; 1VLT5215007866; Госреестр № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0805160157 Госреестр № 36697-12	HP ProLiant DL160 Generation9 (Gen9)

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %				
	cos φ	$d_{1(2)\%}$ , $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%}$ , $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}$ , $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}$ , $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
	1 - 4, 7 - 10 (Счетчики - 0,2S; ТТ - 0,5S; ТН - 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
Номер ИК	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %				
	cos φ	$d_{1(2)\%}$ , $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%}$ , $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}$ , $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}$ , $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
	1 - 4, 7 - 10 (Счетчики - 0,5; ТТ - 0,5S; ТН - 0,5)	0,9	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	±4,3	±2,3	±1,7	±1,7
	0,7	±3,4	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±2,4	±1,4	±1,1	±1,1

Примечания:

1 Погрешность измерений  $d_{1(2)\%}P$  и  $d_{1(2)\%}Q$  для  $\cos \varphi = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%}P$  и  $d_{1(2)\%}Q$  для  $\cos \varphi < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .

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

3 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).

4 Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от 0,99 до  $1,01 \cdot U_n$ ;
- диапазон силы тока - от 0,01 до  $1,2 \cdot I_n$ ;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до 25 °С; ИВК - от плюс 10 до 30 °С;
- частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц.

5 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от 0,9 до  $1,1 \cdot U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока - от 0,01 до  $1,2 \cdot I_{n1}$ ;
- частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 до плюс 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от 0,9 до  $1,1 \cdot U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока - от 0,01 до  $1,2 \cdot I_{n2}$ ;
- частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

7 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 - активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов;
- устройство синхронизации времени УСВ-3 - среднее время наработки на отказ не менее 45000 часов;
- ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 100 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты;
- в журналах событий счетчиков и ИВК фиксируются факты:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчиков электроэнергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчиках электроэнергии;
  - пароль на ИВК;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии - до 30 лет при отсутствии питания
- ИВК - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПУ	24
Трансформатор напряжения	ТЈР	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Сервер ИВК	HP ProLiant DL160 Generation9 (Gen9)	1
ПО (комплект)	«Энергосфера»	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Методика поверки	РТ-МП-2824-500-2015	1
Паспорт - формуляр	11639320.411711.008.ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-2824-500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бугульчанская солнечная электростанция». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 04.12.2015 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счётчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утверждённому ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 4 мая 2012 г.;
- для устройства синхронизации времени УСВ-3 - по документу «Инструкция. Устройство синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утверждённому ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 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;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком - по МИ 3000-2006. термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бугульчанская солнечная электростанция». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 1960/500-РА.RU.311703-2016 от 03.10.2016 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бугульчанская солнечная электростанция»**

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**

ООО «ЭНЕРГОМИР-ПРО»

ИНН 7736653033

Адрес: 119331, г. Москва, Проспект Вернадского, д. 29, пом. I, комн. 7

Телефон: (499) 346-63-01

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.