

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Миасский машиностроительный завод»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Миасский машиностроительный завод» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК №№ 1-8 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на преобразователь интерфейсов, далее – по каналу связи сети Ethernet через сетевой коммутатор на сервер сбора и БД. Для ИК №№ 9, 10 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает через преобразователь интерфейсов в локальную вычислительную сеть АО «ММЗ» (ЛВС), далее – по каналу связи сети Ethernet через сетевой коммутатор на сервер сбора и БД.

На сервере сбора и БД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера сбора и БД информация по каналу связи сети Ethernet через сетевой коммутатор и ЛВС передается на АРМ.

Передача информации от сервера сбора и БД в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков и часы сервера сбора и БД. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP – NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера сбора и БД с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ», передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера сбора и БД осуществляется каждую секунду, коррекция часов сервера сбора и БД производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера сбора и БД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика и сервера сбора и БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера» версии не ниже 8.0. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- трической энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допус- каемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Тургоякская ТЭЦ, Г- 1 (10 кВ)	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-07 Фазы: А, С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 363-49 Фазы: А, С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	HP ProDesk 400 G3 MT	Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,7
2	Тургоякская ТЭЦ, Г- 2 (10 кВ)	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А, С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 363-49 Фазы: А, С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,7
3	Тургоякская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 12	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А, С	НОМ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 4947-75 Фазы: А	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Активная	1,3	3,3
			НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 363-49 Фазы: С					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Тургорская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 25	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А, С	НОЛ.08-10УТ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 3345-09 Фазы: А, С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	HP ProDesk 400 G3 MT	Активная	1,3	3,3
				Реактив- ная		2,5	5,7	
5	Тургорская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 7	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А, С	1 с.ш.: ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А, В, С	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		Активная	1,3	3,3
					Реактив- ная	2,5	5,7	
6	Тургорская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 11	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А, С	ОСШ: ЗНОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,2 10000/√3/100/√3 Рег. № 42661-09 Фазы: А, В, С	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	Активная	1,3	3,3	
					Реактив- ная	2,5	5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Тургоякская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 22	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А, С	2 с.ш.: ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А, В, С	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	HP ProDesk 400 G3 MT	Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,7
8	Тургоякская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 27	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А  ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1261-08 Фазы: С	ОСШ: ЗНОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,2 10000/√3/100/√3 Рег. № 42661-09 Фазы: А, В, С	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,7
9	ТП-28 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, с.ш. 10 кВ, яч.1	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А, С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	Активная	1,3	3,3	
					Реактив- ная	2,5	5,7	
10	КП-1 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.6	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А, С	НТМК-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 355-49 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	Активная	1,3	3,3	
					Реактив- ная	2,5	5,7	

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos\varphi = 0,8$  инд.
- 4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений реактивной электрической энергии ГОСТ Р 52425-2005.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	10
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 1500000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 12 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 счетчика:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике и сервере;  
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	2
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	5
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10	3
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы	НОМ-10	5
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	1
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-10УТ2	2
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-10	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор напряжения	НТМК-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	6
Сервер сбора и БД	HP ProDesk 400 G3 MT	1
Методика поверки	МП ЭПР-094-2018	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.146.ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-094-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Миасский машиностроительный завод». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 03.08.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Миасский машиностроительный завод», свидетельство об аттестации № 110/RA.RU.312078/2018.



**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Миасский машиностроительный завод»**

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

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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)

ИНН 3328498209

Адрес: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10 «А», помещение 10

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: [ensys.su](http://ensys.su)

E-mail: [post@ensys.su](mailto:post@ensys.su)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.