

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Завод ЖБК-1»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Завод ЖБК-1» (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 30207-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ОАО «Завод ЖБК-1», включающий в себя устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ-3), сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО СО «ЕЭС».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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 верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. ИВК АИИС КУЭ в автоматическом режиме, с использованием ЭП, формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/ІР отчеты в формате XML в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам. АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ-3 не более  $\pm 1$  с. УСВ-3 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ-3 более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на  $\pm 1$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  секунд в сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии 15.07.05, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.07.05
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

**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

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/6 кВ «Витаминный Комбинат», ЗРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1.14	ТОЛ-СЭЩ 10-21 Кл. т. 0,2S 800/5	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	УСВ-3	активная	±1,0	±2,3
						реактивная	±2,1	±4,1
2	ПС 110/6 кВ «Витаминный Комбинат», ЗРУ-6 кВ, III с.ш. 6 кВ, яч. 3.12	ТОЛ-СЭЩ 10-21 Кл. т. 0,2S 800/5	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,0	±2,3
						реактивная	±2,1	±4,1
3	РП-6 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 17	ТПОЛ-10У3 Кл. т. 0,5 600/5	НТМК-6 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ТП №325 6/0,4кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.3	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S 600/5	ЗНОЛ.06-6 УЗ Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	УСВ-3	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,7
5	ТП №325 6/0,4кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.5	ТПЛ-10 УЗ Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6 УЗ Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
6	ТП №325 6/0,4кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.8	ТПЛ-10 УЗ Кл. т. 0,5 200/5	ЗНОЛ-ЭК-10 М1Т Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
7	ТП №325 6/0,4кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.2	ТПЛ-10 УЗ Кл. т. 0,5 400/5	ЗНОЛ-ЭК-10 М1Т Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ТП №325 6/0,4кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.10	ТПЛ-10 УЗ Кл. т. 0,5 400/5	ЗНОЛ-ЭК-10 М1Т Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	УСВ-3	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
9	ТП №325 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, яч. МКУ ЦРО	ТТИ-А Кл. т. 0,5 300/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
10	ТП №111 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 1000/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	активная	±1,0	±3,2	
					реактивная	±2,4	±5,5	
11	ТП №111 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ИП Хачатрян	Т-0,66 М УЗ Кл. т. 0,5 100/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0	активная	±1,0	±3,2	
					реактивная	±2,4	±5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ТП №111 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ИП Лотков	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 100/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0	УСВ-3	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
13	ТП №111 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ООО ПФ «Ливам»	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 300/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
14	ТП №251 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-85 Кл. т. 0,5 1000/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	активная	±1,0	±3,2	
					реактивная	±2,4	±5,5	
15	ТП №251 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ЗАО БОРП «Разноторг»	-	-	ПСЧ-3ТМ.05 Кл. т. 1,0/2,0	активная	±1,1	±3,1	
					реактивная	±2,2	±4,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	ТП №678 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-А Кл. т. 0,5 200/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	УСВ-3	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
17	ТП №678 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 400/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
18	ТП №678 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ АО «Опторг»	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 250/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0	активная	±1,0	±3,3	
					реактивная	±2,4	±5,6	
19	ТП №678 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ИП Чистюхин	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл. т. 0,5S/1,0	активная	±0,6	±1,6	
					реактивная	±1,3	±3,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	РП-6 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1	ТПОЛ-10У3 Кл. т. 0,5 600/5	НТМК-6 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	УСВ-3	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
21	ТП №400 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод-0,4 кВ №1 ООО «Жилищное управление ЖБК-1»	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 200/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
22	ТП №400 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ «УО ввод-1»	-	-	ПСЧ-3ТМ.05 Кл. т. 1,0/2,0	активная	±1,1	±3,1	
					реактивная	±2,2	±4,5	
23	ТП №400 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод-0,4 кВ №2 ООО «Жилищное управление ЖБК-1»	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 200/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0	активная	±1,0	±3,2	
					реактивная	±2,4	±5,5	



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ТП №400 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ «УО ввод-2»	-	-	ПСЧ-3ТМ.05 Кл. т. 1,0/2,0	УСВ-3	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,2	±4,5
25	ТП №111 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ООО «ФЛИНГ»	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 100/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5

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. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 25 от плюс 5 до плюс 35 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	25
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>эмк.</sub> от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 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 счётчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера БД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора каждые 8 часов (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Завод ЖБК-1» 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 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ 10-21	51623-12	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10У3	1261-59	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10 У3	1276-59	8
Трансформатор тока	ТТИ-А	28139-07	6
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	19956-02	3
Трансформатор тока	Т-0,66 М У3	50733-12	9
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	22656-07	6
Трансформатор тока	Т-0,66 М У3	17551-98	3
Трансформатор тока	ТТИ-85	28139-07	3
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	52667-13	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	54370-13	6
Трансформатор напряжения	НТМК-6	323-49	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3344-08	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10 М1Т	47583-11	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	64450-16	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	64450-16	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	64450-16	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	36355-07	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-3ТМ.05	30784-05	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.24	64450-16	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.16	36355-07	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	64242-16	1
Сервер БД	Intel S5000PAL	-	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	-	1
Методика поверки	МП 206.1- 251 -2017	-	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.463 ПФ	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-251-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Завод ЖБК-1». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 01 сентября 2017 г.

Основные средства 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 ПСЧ-4ТМ.05М – по документу «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.00 – по документу «Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Методика поверки» М08.112.00.000 МП, согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.16 – по документу «Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Методика поверки» М08.112.00.000 МП, согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.04 – по документу «Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Методика поверки» М08.112.00.000 МП, согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М.04 – по документу «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-3ТМ.05 – по документу «Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Методика поверки» М08.112.00.000 МП, согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.24 – по документу «Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Методика поверки» М08.112.00.000 МП, согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М.04 – по документу «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М.16 – по документу «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2007 г.;
- УСВ-3 – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- 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.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Завод ЖБК-1», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Завод ЖБК-1»**

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**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Телефон: +7 (4922) 22-21-62

Факс: +7 (4922) 42-31-62

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

**Испытательный центр**

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

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Web-сайт: [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.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.