

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90379-23

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии статические трехфазные Меркурий 350

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии статические трехфазные Меркурий 350 (далее – счетчики) предназначены для многотарифного измерения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной и полной электрической мощности, частоты, напряжения и силы переменного тока и показателей качества электрической энергии (далее – ПКЭ), а также контроля коэффициентов мощности в трехфазных электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на преобразовании электрических сигналов от датчиков тока и напряжения переменного тока из аналоговой формы в цифровую с последующим расчетом и обработкой данных с помощью микроконтроллера. Микроконтроллер выполняет расчет мгновенных и усредненных значений параметров сети, производит подсчет количества активной и реактивной электроэнергии с учетом тарификатора, вычисление ПКЭ, анализ и формирование событий, формирование профилей мощности и архивов показаний на начало периодов и сохранение всей информации в энергонезависимой памяти. Измеренные и накопленные данные и события могут быть просмотрены на жидкокристаллическом индикаторе (далее – ЖКИ) счетчика или выносном дисплее, а также переданы на верхний уровень управления по интерфейсам связи.

Каналы учета активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Каналы учета счетчиков

Наименование канала учета	Двухнаправленный учет	
	С учетом знака	По модулю
A+	A1+A4	A1+A2+A3+A4
A-	A2+A3	0
R+	R1+R2	R1+R3
R-	R3+R4	R2+R4
ALN+	ALN1+ALN4	ALN1+ALN2+ALN3+ALN4
ALN-	ALN2+ALN3	0
RLN+	RLN1+RLN2	RLN1+RLN3
RLN-	RLN3+RLN4	RLN2+RLN4
Примечания: 1 A+ (R+): активная (реактивная) электрическая энергия прямого направления.		

Наименование канала учета	Двухнаправленный учет	
	С учетом знака	По модулю
2 A- (R-): активная (реактивная) электрическая энергия обратного направления. 3 A1, A2, A3, A4 (R1, R2, R3, R4): активная (реактивная) составляющие вектора полной электрической энергии первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно. 4 ALN+ (RLN+): активная (реактивная) электрическая энергия прямого направления для каждой фазы, где N – номер фазы. 5 ALN- (RLN-): активная (реактивная) электрическая энергия обратного направления для каждой фазы, где N – номер фазы. 6 ALN1, ALN2, ALN3, ALN4 (RLN1, RLN2, RLN3, RLN4): активная (реактивная) составляющие вектора полной электрической энергии первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно для каждой фазы, где N – номер фазы. 7 По каналам учета A+, A-, R+, R- возможно отображение учтенной электрической энергии на ЖКИ, ведение профилей мощности, формирование импульсов на импульсном выходе.		

Прямое направление передачи активной электрической энергии соответствует углам сдвига фаз между током и напряжением от 0° до 90° и от 270° до 360° , реактивной электрической энергии – от 0° до 90° и от 90° до 180° .

Обратное направление передачи активной электрической энергии соответствует углам сдвига фаз между током и напряжением от 90° до 180° и от 180° до 270° , реактивной электрической энергии – от 180° до 270° и от 270° до 360° .

Счетчики могут эксплуатироваться как автономно, так и в составе автоматизированной системы сбора данных.

Счетчики предназначены для эксплуатации внутри помещений, а также могут быть использованы в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды (установлены в помещении, в шкафу, в щитке).

Счетчики имеют единое конструктивное исполнение и отличаются дополнительными функциями. Структура условного обозначения счетчиков приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Структура условного обозначения счетчиков

Меркурий	350	M	U	2	-nn	DOKnHW	RLnGnesEFnC	.	RLnGnesEFnCQn
									Тип сменного модуля R – интерфейс RS485 Ln – PLC-модем, где n – стандарт/технология PLC связи (от 1 до 9) Gn – радиointерфейс, где n – стандарт/технология мобильной связи (от 1 до 99) e – eSIM s – SIMchip формата MFF2 E – Ethernet TX Fn – радиointерфейс RF, где n – стандарт/технология беспроводной связи (от 01 до 99) C – CAN Qn – многофункциональный модуль, где n – номер модификации (от 1 до 9) . – разделитель кода Тип встроенного интерфейса R – интерфейс RS485 Ln – PLC-модем, где n – стандарт/технология PLC связи (от 1 до 9) Gn – радиointерфейс, где n – стандарт/технология мобильной связи (от 1 до 99) e – eSIM s – SIMchip формата MFF2 E – Ethernet TX Fn – радиointерфейс RF, где n – стандарт/технология беспроводной связи (от 01 до 99) C – CAN Функциональные возможности D – протокол СПОДЭС/DLMS O – встроенное силовое реле отключения нагрузки Kn – многофункциональные входы/выходы, где n – номер модификации (от 1 до 9) H – наличие измерительного элемента в цепи нейтрали W – наличие выносного дисплея в комплекте поставки -nn – код номинального тока, напряжения, класса точности по таблице 3 2 – двунаправленный учет, при отсутствии цифры – однонаправленный учет U – сплит-исполнение M – наличие отсека для сменного модуля связи 350 – серия счетчика

Торговая марка

Примечания: 1 Отсутствие буквы кода означает отсутствие соответствующей функции. 2 При наличии выносного дисплея в комплекте поставки символ «W» отсутствует на корпусе счетчика и наносится только на упаковку счетчика. 3 В счетчиках с индексом «D» используется протокол передачи данных «СПОДЭС» на основе и в соответствии с IEC 62056 DLMS/COSEM с учетом требований стандарта ПАО «Россети» «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными (версия 4)».
--

Таблица 3 – Коды номинального, максимального тока, номинального напряжения, постоянной счетчика, класса точности

Код	Номинальный (базовый)/ максимальный ток $I_{\text{ном}} (I_b)/I_{\text{макс}}, \text{А}$	Номинальное фазное/линейное напряжение переменного тока, $U_{\text{фном}}/U_{\text{лном}}, \text{В}$	Постоянная счетчика в режиме телеметрия/ поверка, имп./ (кВт·ч) [имп./ (квар·ч)]	Класс точности при измерении активной/ реактивной электрической энергии
-00	5/10	3×57,7/100	5000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-01	5/60	3×230/400	500/32000 или 1000/32000	0,5/1 или 1/2
-02	5/100	3×230/400	250/16000 или 1000/16000	0,5/1 или 1/2
-03	5/10	3×230/400	1000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-04	1/10	3×57,7/100	5000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-05	1/10	3×230/400	1000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-06	1/2	3×57,7/100	5000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-07	1/2	3×230/400	1000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-08	5/80	3×230/400	250/16000 или 1000/16000	0,5/1 или 1/2
-09	10/100	3×230/400	250/16000 или 1000/16000	0,5/1 или 1/2
Примечания: 1 Для счетчиков активной энергии непосредственного включения класса точности 0,5 (коды -01, -02, -08, -09) требования ГОСТ 31819.21-2012 не установлены. Диапазоны токов, значения влияющих величин, характеристики точности и допускаемые значения дополнительных погрешностей, вызываемых влияющими величинами, должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1 с коэффициентом 0,5. 2 Для счетчиков реактивной энергии включения через трансформаторы тока класса точности 0,5 (коды -00, -03, -04, -05, -06, -07) требования ГОСТ 31819.23-2012 не установлены. Диапазоны токов, значения влияющих величин, характеристики точности и допускаемые значения дополнительных погрешностей, вызываемых влияющими величинами, должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.23-2012 для счетчиков класса точности 1 с коэффициентом 0,5. 3 Значение постоянной счетчика в режиме телеметрии 250, 500, 1000 для счетчиков с кодами -01, -02, -08, -09 определяется при заказе счетчика.				

Схема включения счетчиков класса точности 0,2S и 0,5S по активной энергии – трехфазная четырехпроводная сеть, через трансформаторы тока.

Схема включения счетчиков класса точности 0,5 и 1 по активной энергии – трехфазная четырехпроводная сеть, непосредственное включение по току.

Счетчики обеспечивают измерение и расчет параметров:

- учтенная активная и реактивная электрическая энергия прямого и обратного направления, в том числе по 4 тарифам, нарастающим итогом и на начало отчетных периодов, включая энергию потерь;
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазных и линейных напряжений переменного тока;
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазного тока и тока нейтрали (небаланс токов);
- значения фазных и суммарной активной, реактивной и полной электрической мощностей;
- значения фазных и суммарного коэффициентов мощности (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- значения максимумов мощности (контрольный, метрологически ненормированный параметр);

- значения коэффициентов мощности (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- соотношение реактивной и активной электрических мощностей (коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$) (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- значения частоты переменного тока сети;
- значения температуры внутри счетчика (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- ПКЭ:
- отклонение основной частоты напряжения электропитания от номинального значения;
- установившееся отклонение напряжения;
- перенапряжение;
- глубина провала напряжения;
- длительность провала напряжения;
- длительность перенапряжения;
- длительность прерывания напряжения;
- длительность отклонения частоты от номинального значения (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- положительное, отрицательное отклонение напряжения (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- максимальное значение напряжения при перенапряжении (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- коэффициент искажения синусоидальности напряжения (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- текущее время и дата (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- время работы (наработка) счетчика (контрольный, метрологически ненормированный параметр).

Счетчики обеспечивают формирование и хранение в энергонезависимой памяти следующих событий:

- дата и время вскрытия клеммной крышки;
- дата и время вскрытия корпуса счетчика;
- дата и время последнего перепрограммирования;
- дата, время и причина включения и отключения встроенного коммутационного аппарата;
- дата и время последнего перепрограммирования;
- дата, время, тип и параметры выполненной команды;
- попытка доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;
- попытка доступа с нарушением правил управления доступом;
- попытка несанкционированного обновления или записи программного обеспечения;
- попытка несанкционированного нарушения измеренных параметров;
- изменение направления перетока мощности;
- дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение);
- факт связи с прибором учета электрической энергии, приведшей к изменению параметров конфигурации, режимов функционирования (в том числе введение полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии (управление нагрузкой);
- дата и время отклонения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;

- отсутствие напряжения либо значение напряжения ниже запрограммированного порога с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- инверсия фазы или нарушение чередования фаз;
- превышение соотношения величин потребления активной и реактивной мощности в соответствии с информационной моделью «СПОДЭС»;
- небаланс фазных токов и тока нейтрали с фиксацией превышения значения порога небаланса и продолжительности отклонения (опционально);
- превышение заданного предела мощности;
- включение (отключение) измерительных цепей;
- превышение тока выше $I_{\text{макс}}$;
- достижение критически низкого уровня заряда батареи, %;
- нарушение в подключении токовых цепей;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени с фиксацией в журнале событий времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано значение;
- дата, время и продолжительность отклонения частоты ниже запрограммированного порога с фиксацией продолжительности отклонения;
- при измерении провала, перенапряжения, прерывания напряжения для каждого события в журнале событий должны фиксироваться значение напряжения, дата и время перехода порогового значения;
- в случае мгновенного отключения питания счетчика событие об аварийном режиме работы должно быть сформировано и записано в память, а также дата и время начала и окончания неисправности;
- инициализация прибора учета, время последнего сброса, число сбросов нарастающим итогом;
- выход за граничное значение температуры внутри корпуса с конфигурируемым порогом;
- результаты непрерывной самодиагностики (тестирования блоков счетчика);
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- факт остановки часов при отсутствии питания и разряде батареи;
- факт прерывания батарейного питания, а также разряда текущей эксплуатируемой батареи (возможно при следующем подключении к сети).

Глубина хранения журналов событий составляет 10 событий каждого типа. Все события в журналах сохраняются с присвоением метки времени события.

Счетчики модификаций Меркурий 350М и Меркурий 350 имеют встроенный ЖКИ для отображения измеряемых параметров.

Счетчики модификации Меркурий 350U не имеют встроенного ЖКИ и могут комплектоваться выносным дисплеем Меркурий 258, для отображения измеряемых параметров.

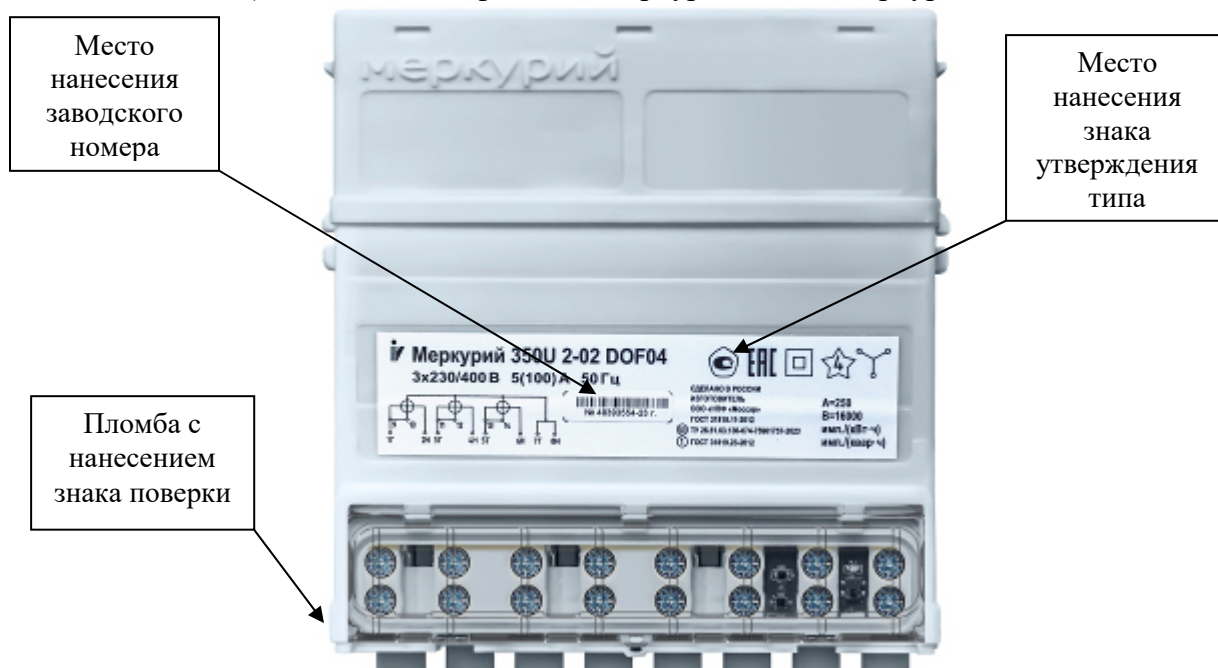
Счетчики выполнены в пластиковом корпусе. Конструктивно счетчики состоят из корпуса с крышками, клеммной колодки и установленными внутри печатными платами с радиоэлементами.

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку, расположенную на лицевой панели счетчиков, любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера, а также выносного дисплея представлен на рисунках 1 и 2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба со знаком поверки.



а) счетчики модификаций Меркурий 350М, Меркурий 350



б) счетчики модификации Меркурий 350U

Рисунок 1 – Общий вид счетчиков с указанием мест ограничения доступа к местам настройки (регулировки), мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид выносного дисплея Меркурий 258

Программное обеспечение

В счетчиках используется встроенное в микроконтроллер ПО.

Встроенное ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую (прикладную) части, которые объединены в единый файл, имеющий единый цифровой идентификатор (контрольную сумму CRC16). Метрологические характеристики счетчиков нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

Встроенное ПО может быть установлено или переустановлено только на предприятии-изготовителе. Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	M350_01_00_00_00_XX_XX_XX_XX
Номер версии (идентификационный номер ПО) метрологически значимой части встроенного ПО	01.00.00.00
Номер версии (идентификационный номер ПО) метрологически незначимой (прикладной) части встроенного ПО, не ниже: – для счетчиков Меркурий 350М, Меркурий 350 – для счетчиков Меркурий 350U	06.74.01.01 06.62.01.01
Цифровой идентификатор ПО	-
Примечание – xx_xx_xx_xx – версия метрологически незначимой (прикладной) части встроенного ПО.	

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и накопленную измерительную информацию. Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности

Значение силы переменного тока, А		Коэффициент мощности cosφ	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
			При симметричной нагрузке			
$0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,10 \cdot I_6$	$0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$	1,0	±0,4	±1,0	±0,75	±1,5
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	±0,2	±0,5	±0,5	±1,0
$0,10 \cdot I_6 \leq I < 0,20 \cdot I_6$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{ном}}$	0,5L	±0,5	±1,0	±0,75	±1,5
		0,8C				
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L	±0,3	±0,6	±0,5	±1,0
		0,8C				
При однофазной нагрузке						
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	±0,3	±0,6	±1,0	±2,0
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L	±0,4	±1,0	±1,0	±2,0
Примечания: 1 Знаком «L» обозначена индуктивная нагрузка. 2 Знаком «C» обозначена емкостная нагрузка.						

Разность между значениями погрешностей при измерении активной электрической энергии при однофазной нагрузке и при симметричной многофазной нагрузке при $I_{\text{ном}}(I_6)$ и коэффициенте мощности $\cos\varphi$, равном 1,0, не должна превышать:

- $\pm 0,4$ % для счетчиков класса точности 0,2S;
- $\pm 1,0$ % для счетчиков класса точности 0,5S;
- $\pm 0,75$ % для счетчиков класса точности 0,5;
- $\pm 1,5$ % для счетчиков класса точности 1.

Таблица 6 – Метрологические характеристики счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности

Значение силы переменного тока, А		Коэффициент sinφ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
При симметричной нагрузке					
$0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,10 \cdot I_6$	$0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1,00	±0,75	±1,5	±2,5
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$		±0,50	±1,0	±2,0
$0,10 \cdot I_6 \leq I < 0,20 \cdot I_6$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,50	±0,75	±1,5	±2,5
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$		±0,50	±1,0	±2,0
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	0,25	±0,75	±1,5	±2,5
При однофазной нагрузке					
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	1,00	±0,75	±1,5	±3,0
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	0,50	±0,75	±1,5	±3,0

Разность между значениями погрешностей при измерении реактивной электрической энергии при однофазной нагрузке и при симметричной многофазной нагрузке при $I_{\text{ном}}(I_6)$ и коэффициенте $\sin\varphi$, равном 1,0, не должна превышать:

- $\pm 2,5$ % для счетчиков класса точности 0,5 и 1;
- $\pm 3,5$ % для счетчиков класса точности 2.

Таблица 7 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, вызываемой изменением напряжения электропитания

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,10$	$\pm 0,20$	$\pm 0,35$	$\pm 0,70$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 0,20$	$\pm 0,40$	$\pm 0,50$	$\pm 1,00$
Примечание – Для диапазонов напряжения от минус 20 % до минус 10 % и от плюс 10 % до плюс 15 % пределы дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии могут в три раза превышать пределы, приведенные в таблице. При напряжении ниже $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ погрешность счетчика может меняться в пределах от плюс 10 % до минус 100 %.						

Таблица 8 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой изменением напряжения электропитания

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,4$	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$
Примечание – Для диапазонов напряжения от минус 20 % до минус 10 % и от плюс 10 % до плюс 15 % пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии могут в три раза превышать пределы, приведенные в таблице. При напряжении ниже $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ погрешность счетчика может меняться в пределах от плюс 10 % до минус 100 %.					

Таблица 9 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности при отклонении частоты сети

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 0,25$	$\pm 0,5$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 0,35$	$\pm 0,7$

Таблица 10 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности при отклонении частоты сети

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$

Таблица 11 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, вызываемой обратным порядком следования фаз

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,1 \cdot I_6$	$0,1 \cdot I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 0,05$	$\pm 0,1$	$\pm 0,75$	$\pm 1,5$

Таблица 12 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, вызываемой несимметрией напряжений переменного тока

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_b	$I_{ном}$	1,0	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$

Таблица 13 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой гармониками в цепях напряжения и силы переменного тока

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,5 \cdot I_{\max}$	$0,5 \cdot I_{\max}$	1,0	$\pm 0,4$	$\pm 0,5$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$

Таблица 14 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков непосредственного включения при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой постоянной составляющей и четными гармониками в цепи силы переменного тока, для счетчиков класса точности 0,5 и 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$I_{\max}/\sqrt{2}$	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 15 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков непосредственного включения при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой постоянной составляющей в цепи силы переменного тока

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		1	2
$I_{\max}/\sqrt{2}$	1,0	$\pm 3,0$	$\pm 6,0$

Таблица 16 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой нечетными гармониками в цепи силы переменного тока, для счетчиков классов точности 0,5 и 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		0,5	1
$0,5 \cdot I_6$	1,0	$\pm 1,5$	$\pm 3,0$

Таблица 17 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, вызываемой субгармониками в цепи переменного тока

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,5 \cdot I_6$	$0,5 \cdot I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 0,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 3,0$

Таблица 18 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой постоянной магнитной индукцией внешнего происхождения для счетчиков классов точности 0,2S, 0,5S, 0,5 и 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
непосредственного включения	трансформаторного включения		
I_6	$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 2,0$

Таблица 19 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой постоянной магнитной индукцией внешнего происхождения

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Таблица 20 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой магнитной индукцией внешнего происхождения 0,5 мТл

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_b	$I_{ном}$	1,0	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

Таблица 21 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой магнитной индукцией внешнего происхождения 0,5 мТл

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_b	$I_{ном}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Таблица 22 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой самонагревом счетчика, при измерении активной электрической энергии

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$I_{макс}$	$I_{макс}$	1,0	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
$I_{макс}$	$I_{макс}$	0,5	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$

Таблица 23 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой самонагревом счетчика, при измерении реактивной электрической энергии

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
$I_{макс}$	$I_{макс}$	1,0	$\pm 0,5$	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$
$I_{макс}$	$I_{макс}$	0,5	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$

Таблица 24 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой кратковременной перегрузкой входным током счетчика, при измерении активной электрической энергии

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,75$	$\pm 1,5$

Таблица 25 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой кратковременной перегрузкой входным током счетчика, при измерении реактивной электрической энергии

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 1,5$

Таблица 26 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой наносекундными импульсными помехами

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$

Таблица 27 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой наносекундными импульсными помехами

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$

Таблица 28 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, вызываемой колебательными затухающими помехами

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		0,2S	0,5S
трансформаторного включения			
$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$

Таблица 29 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии, вызываемой колебательными затухающими помехами

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		0,5	1
трансформаторного включения			
$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

Таблица 30 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой воздействием радиочастотного электромагнитного поля

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_6	$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

Таблица 31 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой воздействием радиочастотного электромагнитного поля

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Таблица 32 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой кондуктивными помехами, наводимыми радиочастотными полями

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$

Таблица 33 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой кондуктивными помехами, наводимыми радиочастотными полями

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Таблица 34 – Средний температурный коэффициент при измерении активной электрической энергии и активной электрической мощности

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Средний температурный коэффициент, %/К, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$0,05 \cdot I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	0,01	0,03	0,05	0,05
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$0,10 \cdot I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,02	0,05	0,07	0,07

Таблица 35 – Средний температурный коэффициент при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Средний температурный коэффициент, %/К, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$0,05 \cdot I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	0,03	0,05	0,10
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$0,10 \cdot I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5	0,05	0,07	0,15

Таблица 36 – Средний температурный коэффициент при измерении полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Средний температурный коэффициент, %/К, для счетчиков классов точности по активной/реактивной электрической энергии			
непосредственного включения	трансформаторного включения	0,2S/0,5	0,5S/1	0,5/1	1/2
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,03	0,05	0,05	0,10

Таблица 37 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение частоты сети $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Номинальное фазное/линейное напряжение переменного тока $U_{\text{фном}}/U_{\text{лном}}$, В: – для счетчиков с кодами -00, -04, -06 – для счетчиков с кодами -01, -02, -03, -05, -07, -08, -09	$3 \times 57,7/100$ $3 \times 230/400$
Диапазон измерений фазного $U_{\text{фном}}$ и линейного $U_{\text{лном}}$ напряжения переменного тока, В	от $0,7 \cdot U_{\text{фном}}(U_{\text{лном}})$ до $1,2 \cdot U_{\text{фном}}(U_{\text{лном}})$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений фазного $U_{\text{фном}}$ и линейного $U_{\text{лном}}$ напряжения переменного тока, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений силы переменного тока (фазного тока) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,2S и 0,5S, А	от $0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений силы переменного тока (фазного тока) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,2S и 0,5S, %	$\pm [0,5 + 0,005 \cdot (\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1)]$
Диапазон измерений силы переменного тока (фазного тока и тока нейтрали) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,5 и 1, А	от $0,05 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений силы переменного тока (фазного тока и тока нейтрали) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,5 и 1, %, в поддиапазонах: – $0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_6$ – $I_6 < I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm [1 + 0,01 \cdot (\frac{I_6}{I_x} - 1)]$ $\pm [0,6 + 0,01 \cdot (\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1)]$
Диапазон измерений разности между током фазы и током нейтрали (небаланс токов) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,5 и 1, А	от $0,15 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений разности между током фазы и током нейтрали (небаланс токов) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,5 и 1, %, в поддиапазонах: $-0,15 \cdot I_6 \leq I \leq I_6$ $-I_6 < I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm[1 + 0,01 \cdot (\frac{I_6}{I_x} - 1)]$ $\pm[0,6 + 0,01 \cdot (\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1)]$
Диапазон измерений отклонения частоты переменного тока Δf , Гц	от -7,5 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Диапазон измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % от $U_{\text{ном}}$	от -80 до +20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % от $U_{\text{ном}}$	$\pm 0,5$
Диапазон измерений перенапряжения, % от $U_{\text{ном}}$	от 110 до 150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перенапряжения, % от $U_{\text{ном}}$	± 1
Диапазон измерений глубины провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$, % от $U_{\text{ном}}$	от 10 до 90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины провала напряжения, % от $U_{\text{ном}}$	± 1
Диапазон измерений длительности перенапряжения, провала и прерывания напряжения, с	от 0,02 до 60,00
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности перенапряжения, провала и прерывания напряжения, с	$\pm 0,04$
Значение точности хода часов, с/сутки: – в нормальных условиях $\pm 0,5$ – в диапазоне рабочих температур $\pm 5,0$ – при отключенном питании $\pm 5,0$	
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °C от +15 до +25 – относительная влажность воздуха, % от 45 до 75	
Примечание – I_x – измеренное значение силы переменного тока, А.	

Таблица 38 – Значение стартового тока для счетчиков непосредственного включения

Тип электрической энергии	Класс точности	Стартовый ток, А
Активная	0,5	$0,004 \cdot I_6$
	1,0	$0,004 \cdot I_6$
Реактивная	1,0	$0,004 \cdot I_6$
	2,0	$0,005 \cdot I_6$

Таблица 39 – Значение стартового тока для счетчиков трансформаторного включения

Тип электрической энергии	Класс точности	Стартовый ток (чувствительность), А
Активная	0,2S	$0,001 \cdot I_{\text{ном}}$
	0,5S	$0,001 \cdot I_{\text{ном}}$
Реактивная	0,5	$0,002 \cdot I_{\text{ном}}$
	1,0	$0,002 \cdot I_{\text{ном}}$

Таблица 40 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +30 °С, %, не более	от -45 до +70 95
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	от $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$
Предельный рабочий диапазон напряжения, В	от 0 до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$
Активная (полная) электрическая мощность, потребляемая каждой цепью напряжения переменного тока счетчиков, Вт ($\text{В} \cdot \text{А}$), не более	2 (10)
Активная (полная) электрическая мощность, потребляемая цепями напряжения переменного тока счетчика при наличии модема, Вт ($\text{В} \cdot \text{А}$), не более	6 (30)
Полная электрическая мощность, потребляемая каждой цепью силы переменного тока счетчика, $\text{В} \cdot \text{А}$, не более	0,1
Количество тарифов, не менее	4
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более: – модификации Меркурий 350М, Меркурий 350 – модификация Меркурий 350U – выносной дисплей	149,0×144,0×65,5 149,0×144,0×51,4 150,5×80,0×19,5
Масса, кг, не более – счетчик – выносной дисплей	1,0 0,2
Средняя наработка на отказ, ч	320000
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом и на лицевую панель счетчиков методом печати или лазерной маркировки или другим способом, не ухудшающим качества.

Комплектность средства измерений

Таблица 41 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Счетчик электрической энергии статический трехфазный Меркурий 350	в соответствии с модификацией	1
Комплект гермовводов	-	1
Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками Меркурий 350U)	-	1
Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	-	1
Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий»	-	1
Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков «СПОДЭС»	-	1
Формуляр	ФО 26.51.63.130-074-75961757-2023	1
Руководство по эксплуатации ¹⁾	РЭ 26.51.63.130-074-75961757-2023	1
Оптоадаптер «Меркурий 255.1» ²⁾	АВЛГ 699.00.00	1
¹⁾ В бумажном виде не поставляется. Размещается в электронном виде на сайте www.incotexcom.ru		
²⁾ Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку счетчиков.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации РЭ 26.51.63.130-074-75961757-2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2»;

ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ТУ 26.51.63.130-074-75961757-2023 «Счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 350». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма «Моссар» (ООО «НПФ «Моссар»)

ИНН 6454073547

Адрес юридического лица: 413090, Саратовская обл., г. Маркс, пр-кт Ленина, д. 111

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма «Моссар» (ООО «НПФ «Моссар»)

ИНН 6454073547

Адрес: 413090, Саратовская обл., г. Маркс, пр-кт Ленина, д. 111

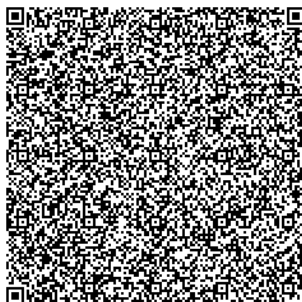
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90380-23

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии статические трехфазные Меркурий 350

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии статические трехфазные Меркурий 350 (далее – счетчики) предназначены для многотарифного измерения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной и полной электрической мощности, частоты, напряжения и силы переменного тока и показателей качества электрической энергии (далее – ПКЭ), а также контроля коэффициентов мощности в трехфазных электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на преобразовании электрических сигналов от датчиков тока и напряжения переменного тока из аналоговой формы в цифровую с последующим расчетом и обработкой данных с помощью микроконтроллера. Микроконтроллер выполняет расчет мгновенных и усредненных значений параметров сети, производит подсчет количества активной и реактивной электроэнергии с учетом тарификатора, вычисление ПКЭ, анализ и формирование событий, формирование профилей мощности и архивов показаний на начало периодов и сохранение всей информации в энергонезависимой памяти. Измеренные и накопленные данные и события могут быть просмотрены на жидкокристаллическом индикаторе (далее – ЖКИ) счетчика или выносном дисплее, а также переданы на верхний уровень управления по интерфейсам связи.

Каналы учета активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Каналы учета счетчиков

Наименование канала учета	Двухнаправленный учет	
	С учетом знака	По модулю
A+	A1+A4	A1+A2+A3+A4
A-	A2+A3	0
R+	R1+R2	R1+R3
R-	R3+R4	R2+R4
ALN+	ALN1+ALN4	ALN1+ALN2+ALN3+ALN4
ALN-	ALN2+ALN3	0
RLN+	RLN1+RLN2	RLN1+RLN3
RLN-	RLN3+RLN4	RLN2+RLN4
Примечания: 1 A+ (R+): активная (реактивная) электрическая энергия прямого направления.		

Наименование канала учета	Двухнаправленный учет	
	С учетом знака	По модулю
2 A- (R-): активная (реактивная) электрическая энергия обратного направления. 3 A1, A2, A3, A4 (R1, R2, R3, R4): активная (реактивная) составляющие вектора полной электрической энергии первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно. 4 ALN+ (RLN+): активная (реактивная) электрическая энергия прямого направления для каждой фазы, где N – номер фазы. 5 ALN- (RLN-): активная (реактивная) электрическая энергия обратного направления для каждой фазы, где N – номер фазы. 6 ALN1, ALN2, ALN3, ALN4 (RLN1, RLN2, RLN3, RLN4): активная (реактивная) составляющие вектора полной электрической энергии первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно для каждой фазы, где N – номер фазы. 7 По каналам учета A+, A-, R+, R- возможно отображение учтенной электрической энергии на ЖКИ, ведение профилей мощности, формирование импульсов на импульсном выходе.		

Прямое направление передачи активной электрической энергии соответствует углам сдвига фаз между током и напряжением от 0° до 90° и от 270° до 360° , реактивной электрической энергии – от 0° до 90° и от 90° до 180° .

Обратное направление передачи активной электрической энергии соответствует углам сдвига фаз между током и напряжением от 90° до 180° и от 180° до 270° , реактивной электрической энергии – от 180° до 270° и от 270° до 360° .

Счетчики могут эксплуатироваться как автономно, так и в составе автоматизированной системы сбора данных.

Счетчики предназначены для эксплуатации внутри помещений, а также могут быть использованы в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды (установлены в помещении, в шкафу, в щитке).

Счетчики имеют единое конструктивное исполнение и отличаются дополнительными функциями. Структура условного обозначения счетчиков приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Структура условного обозначения счетчиков

Меркурий	350	M	U	2	-nn	DOKnHW	RLnGnesEFnC	.	RLnGnesEFnCQn
									Тип сменного модуля R – интерфейс RS485 Ln – PLC-модем, где n – стандарт/технология PLC связи (от 1 до 9) Gn – радиointерфейс, где n – стандарт/технология мобильной связи (от 1 до 99) e – eSIM s – SIMchip формата MFF2 E – Ethernet TX Fn – радиointерфейс RF, где n – стандарт/технология беспроводной связи (от 01 до 99) C – CAN Qn – многофункциональный модуль, где n – номер модификации (от 1 до 9) . – разделитель кода Тип встроенного интерфейса R – интерфейс RS485 Ln – PLC-модем, где n – стандарт/технология PLC связи (от 1 до 9) Gn – радиointерфейс, где n – стандарт/технология мобильной связи (от 1 до 99) e – eSIM s – SIMchip формата MFF2 E – Ethernet TX Fn – радиointерфейс RF, где n – стандарт/технология беспроводной связи (от 01 до 99) C – CAN Функциональные возможности D – протокол СПОДЭС/DLMS O – встроенное силовое реле отключения нагрузки Kn – многофункциональные входы/выходы, где n – номер модификации (от 1 до 9) H – наличие измерительного элемента в цепи нейтрали W – наличие выносного дисплея в комплекте поставки -nn – код номинального тока, напряжения, класса точности по таблице 3 2 – двунаправленный учет, при отсутствии цифры – однонаправленный учет U – сплит-исполнение M – наличие отсека для сменного модуля связи 350 – серия счетчика

Торговая марка

Примечания:
1 Отсутствие буквы кода означает отсутствие соответствующей функции.
2 При наличии выносного дисплея в комплекте поставки символ «W» отсутствует на корпусе счетчика и наносится только на упаковку счетчика.
3 В счетчиках с индексом «D» используется протокол передачи данных «СПОДЭС» на основе и в соответствии с IEC 62056 DLMS/COSEM с учетом требований стандарта ПАО «Россети» «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными (версия 4)».

Таблица 3 – Коды номинального, максимального тока, номинального напряжения, постоянной счетчика, класса точности

Код	Номинальный (базовый)/ максимальный ток $I_{\text{ном}} (I_b)/I_{\text{макс}}, \text{А}$	Номинальное фазное/линейное напряжение переменного тока, $U_{\text{фном}}/U_{\text{лном}}, \text{В}$	Постоянная счетчика в режиме телеметрия/ поверка, имп./ (кВт·ч) [имп./ (квар·ч)]	Класс точности при измерении активной/ реактивной электрической энергии
-00	5/10	3×57,7/100	5000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-01	5/60	3×230/400	500/32000 или 1000/32000	0,5/1 или 1/2
-02	5/100	3×230/400	250/16000 или 1000/16000	0,5/1 или 1/2
-03	5/10	3×230/400	1000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-04	1/10	3×57,7/100	5000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-05	1/10	3×230/400	1000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-06	1/2	3×57,7/100	5000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-07	1/2	3×230/400	1000/160000	0,2S/0,5 или 0,5S/1
-08	5/80	3×230/400	250/16000 или 1000/16000	0,5/1 или 1/2
-09	10/100	3×230/400	250/16000 или 1000/16000	0,5/1 или 1/2

Примечания:

1 Для счетчиков активной энергии непосредственного включения класса точности 0,5 (коды -01, -02, -08, -09) требования ГОСТ 31819.21-2012 не установлены. Диапазоны токов, значения влияющих величин, характеристики точности и допускаемые значения дополнительных погрешностей, вызываемых влияющими величинами, должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1 с коэффициентом 0,5.

2 Для счетчиков реактивной энергии включения через трансформаторы тока класса точности 0,5 (коды -00, -03, -04, -05, -06, -07) требования ГОСТ 31819.23-2012 не установлены. Диапазоны токов, значения влияющих величин, характеристики точности и допускаемые значения дополнительных погрешностей, вызываемых влияющими величинами, должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.23-2012 для счетчиков класса точности 1 с коэффициентом 0,5.

3 Значение постоянной счетчика в режиме телеметрии 250, 500, 1000 для счетчиков с кодами -01, -02, -08, -09 определяется при заказе счетчика.

Схема включения счетчиков класса точности 0,2S и 0,5S по активной энергии – трехфазная четырехпроводная сеть, через трансформаторы тока.

Схема включения счетчиков класса точности 0,5 и 1 по активной энергии – трехфазная четырехпроводная сеть, непосредственное включение по току.

Счетчики обеспечивают измерение и расчет параметров:

- учтенная активная и реактивная электрическая энергия прямого и обратного направления, в том числе по 4 тарифам, нарастающим итогом и на начало отчетных периодов, включая энергию потерь;
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазных и линейных напряжений переменного тока;
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазного тока и тока нейтрали (небаланс токов);
- значения фазных и суммарной активной, реактивной и полной электрической мощностей;
- значения фазных и суммарного коэффициентов мощности (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- значения максимумов мощности (контрольный, метрологически ненормированный параметр);

- значения коэффициентов мощности (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- соотношение реактивной и активной электрических мощностей (коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$) (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- значения частоты переменного тока сети;
- значения температуры внутри счетчика (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- ПКЭ:
- отклонение основной частоты напряжения электропитания от номинального значения;
- установившееся отклонение напряжения;
- перенапряжение;
- глубина провала напряжения;
- длительность провала напряжения;
- длительность перенапряжения;
- длительность прерывания напряжения;
- длительность отклонения частоты от номинального значения (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- положительное, отрицательное отклонение напряжения (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- максимальное значение напряжения при перенапряжении (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- коэффициент искажения синусоидальности напряжения (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- текущее время и дата (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- время работы (наработка) счетчика (контрольный, метрологически ненормированный параметр).

Счетчики обеспечивают формирование и хранение в энергонезависимой памяти следующих событий:

- дата и время вскрытия клеммной крышки;
- дата и время вскрытия корпуса счетчика;
- дата и время последнего перепрограммирования;
- дата, время и причина включения и отключения встроенного коммутационного аппарата;
- дата и время последнего перепрограммирования;
- дата, время, тип и параметры выполненной команды;
- попытка доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;
- попытка доступа с нарушением правил управления доступом;
- попытка несанкционированного обновления или записи программного обеспечения;
- попытка несанкционированного нарушения измеренных параметров;
- изменение направления перетока мощности;
- дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение);
- факт связи с прибором учета электрической энергии, приведшей к изменению параметров конфигурации, режимов функционирования (в том числе введение полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии (управление нагрузкой);
- дата и время отклонения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;

- отсутствие напряжения либо значение напряжения ниже запрограммированного порога с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- инверсия фазы или нарушение чередования фаз;
- превышение соотношения величин потребления активной и реактивной мощности в соответствии с информационной моделью «СПОДЭС»;
- небаланс фазных токов и тока нейтрали с фиксацией превышения значения порога небаланса и продолжительности отклонения (опционально);
- превышение заданного предела мощности;
- включение (отключение) измерительных цепей;
- превышение тока выше $I_{\text{макс}}$;
- достижение критически низкого уровня заряда батареи, %;
- нарушение в подключении токовых цепей;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени с фиксацией в журнале событий времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано значение;
- дата, время и продолжительность отклонения частоты ниже запрограммированного порога с фиксацией продолжительности отклонения;
- при измерении провала, перенапряжения, прерывания напряжения для каждого события в журнале событий должны фиксироваться значение напряжения, дата и время перехода порогового значения;
- в случае мгновенного отключения питания счетчика событие об аварийном режиме работы должно быть сформировано и записано в память, а также дата и время начала и окончания неисправности;
- инициализация прибора учета, время последнего сброса, число сбросов нарастающим итогом;
- выход за граничное значение температуры внутри корпуса с конфигурируемым порогом;
- результаты непрерывной самодиагностики (тестирования блоков счетчика);
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- факт остановки часов при отсутствии питания и разряде батареи;
- факт прерывания батарейного питания, а также разряда текущей эксплуатируемой батареи (возможно при следующем подключении к сети).

Глубина хранения журналов событий составляет 10 событий каждого типа. Все события в журналах сохраняются с присвоением метки времени события.

Счетчики модификаций Меркурий 350М и Меркурий 350 имеют встроенный ЖКИ для отображения измеряемых параметров.

Счетчики модификации Меркурий 350U не имеют встроенного ЖКИ и могут комплектоваться выносным дисплеем Меркурий 258, для отображения измеряемых параметров.

Счетчики выполнены в пластиковом корпусе. Конструктивно счетчики состоят из корпуса с крышками, клеммной колодки и установленными внутри печатными платами с радиоэлементами.

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку, расположенную на лицевой панели счетчиков, любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера, а также выносного дисплея представлен на рисунках 1 и 2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба со знаком поверки.



а) счетчики модификаций Меркурий 350М, Меркурий 350



б) счетчики модификации Меркурий 350U

Рисунок 1 – Общий вид счетчиков с указанием мест ограничения доступа к местам настройки (регулировки), мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид выносного дисплея Меркурий 258

Программное обеспечение

В счетчиках используется встроенное в микроконтроллер ПО.

Встроенное ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую (прикладную) части, которые объединены в единый файл, имеющий единый цифровой идентификатор (контрольную сумму CRC16). Метрологические характеристики счетчиков нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

Встроенное ПО может быть установлено или переустановлено только на предприятии-изготовителе. Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	M350_01_00_00_00_XX_XX_XX_XX
Номер версии (идентификационный номер ПО) метрологически значимой части встроенного ПО	01.00.00.00
Номер версии (идентификационный номер ПО) метрологически незначимой (прикладной) части встроенного ПО, не ниже: – для счетчиков Меркурий 350М, Меркурий 350 – для счетчиков Меркурий 350U	06.74.01.01 06.62.01.01
Цифровой идентификатор ПО	-
Примечание – xx_xx_xx_xx – версия метрологически незначимой (прикладной) части встроенного ПО.	

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и накопленную измерительную информацию. Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности

Значение силы переменного тока, А		Коэффициент мощности cosφ	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
			При симметричной нагрузке			
$0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,10 \cdot I_6$	$0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$	1,0	±0,4	±1,0	±0,75	±1,5
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	±0,2	±0,5	±0,5	±1,0
$0,10 \cdot I_6 \leq I < 0,20 \cdot I_6$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{ном}}$	0,5L	±0,5	±1,0	±0,75	±1,5
		0,8C				
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L	±0,3	±0,6	±0,5	±1,0
		0,8C				
При однофазной нагрузке						
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	±0,3	±0,6	±1,0	±2,0
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L	±0,4	±1,0	±1,0	±2,0
Примечания: 1 Знаком «L» обозначена индуктивная нагрузка. 2 Знаком «C» обозначена емкостная нагрузка.						

Разность между значениями погрешностей при измерении активной электрической энергии при однофазной нагрузке и при симметричной многофазной нагрузке при $I_{\text{ном}}(I_6)$ и коэффициенте мощности $\cos\varphi$, равном 1,0, не должна превышать:

- $\pm 0,4$ % для счетчиков класса точности 0,2S;
- $\pm 1,0$ % для счетчиков класса точности 0,5S;
- $\pm 0,75$ % для счетчиков класса точности 0,5;
- $\pm 1,5$ % для счетчиков класса точности 1.

Таблица 6 – Метрологические характеристики счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности

Значение силы переменного тока, А		Коэффициент sinφ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
При симметричной нагрузке					
$0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,10 \cdot I_6$	$0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1,00	±0,75	±1,5	±2,5
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$		±0,50	±1,0	±2,0
$0,10 \cdot I_6 \leq I < 0,20 \cdot I_6$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,50	±0,75	±1,5	±2,5
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$		±0,50	±1,0	±2,0
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	0,25	±0,75	±1,5	±2,5
При однофазной нагрузке					
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	1,00	±0,75	±1,5	±3,0
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	0,50	±0,75	±1,5	±3,0

Разность между значениями погрешностей при измерении реактивной электрической энергии при однофазной нагрузке и при симметричной многофазной нагрузке при $I_{\text{ном}}(I_6)$ и коэффициенте $\sin\varphi$, равном 1,0, не должна превышать:

- $\pm 2,5\%$ для счетчиков класса точности 0,5 и 1;
- $\pm 3,5\%$ для счетчиков класса точности 2.

Таблица 7 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, вызываемой изменением напряжения электропитания

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности cosφ	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	±0,10	±0,20	±0,35	±0,70
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	±0,20	±0,40	±0,50	±1,00

Примечание – Для диапазонов напряжения от минус 20 % до минус 10 % и от плюс 10 % до плюс 15 % пределы дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии могут в три раза превышать пределы, приведенные в таблице. При напряжении ниже $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ погрешность счетчика может меняться в пределах от плюс 10 % до минус 100 %.

Таблица 8 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой изменением напряжения электропитания

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,4$	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$

Примечание – Для диапазонов напряжения от минус 20 % до минус 10 % и от плюс 10 % до плюс 15 % пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии могут в три раза превышать пределы, приведенные в таблице. При напряжении ниже $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ погрешность счетчика может меняться в пределах от плюс 10 % до минус 100 %.

Таблица 9 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности при отклонении частоты сети

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 0,25$	$\pm 0,5$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 0,35$	$\pm 0,7$

Таблица 10 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности при отклонении частоты сети

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$

Таблица 11 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, вызываемой обратным порядком следования фаз

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,1 \cdot I_6$	$0,1 \cdot I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 0,05$	$\pm 0,1$	$\pm 0,75$	$\pm 1,5$

Таблица 12 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, вызываемой несимметрией напряжений переменного тока

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_6	$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$

Таблица 13 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой гармониками в цепях напряжения и силы переменного тока

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,5 \cdot I_{\text{макс}}$	$0,5 \cdot I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,4$	$\pm 0,5$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$

Таблица 14 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков непосредственного включения при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой постоянной составляющей и четными гармониками в цепи силы переменного тока, для счетчиков класса точности 0,5 и 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$I_{\text{макс}}/\sqrt{2}$	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 15 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков непосредственного включения при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой постоянной составляющей в цепи силы переменного тока

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		1	2
$I_{\max}/\sqrt{2}$	1,0	$\pm 3,0$	$\pm 6,0$

Таблица 16 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой нечетными гармониками в цепи силы переменного тока, для счетчиков классов точности 0,5 и 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		0,5	1
$0,5 \cdot I_6$	1,0	$\pm 1,5$	$\pm 3,0$

Таблица 17 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, вызываемой субгармониками в цепи переменного тока

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,5 \cdot I_6$	$0,5 \cdot I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 0,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 3,0$

Таблица 18 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой постоянной магнитной индукцией внешнего происхождения для счетчиков классов точности 0,2S, 0,5S, 0,5 и 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
непосредственного включения	трансформаторного включения		
I_6	$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 2,0$

Таблица 19 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой постоянной магнитной индукцией внешнего происхождения

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Таблица 20 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой магнитной индукцией внешнего происхождения 0,5 мТл

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

Таблица 21 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой магнитной индукцией внешнего происхождения 0,5 мТл

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Таблица 22 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой самонагревом счетчика, при измерении активной электрической энергии

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$I_{макс}$	$I_{макс}$	1,0	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
$I_{макс}$	$I_{макс}$	0,5	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$

Таблица 23 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой самонагревом счетчика, при измерении реактивной электрической энергии

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
$I_{\text{макс}}$	$I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,5$	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$
$I_{\text{макс}}$	$I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$

Таблица 24 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой кратковременной перегрузкой входным током счетчика, при измерении активной электрической энергии

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_6	$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,75$	$\pm 1,5$

Таблица 25 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой кратковременной перегрузкой входным током счетчика, при измерении реактивной электрической энергии

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 1,5$

Таблица 26 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой наносекундными импульсными помехами

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_6	$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$

Таблица 27 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой наносекундными импульсными помехами

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$

Таблица 28 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, вызываемой колебательными затухающими помехами

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
трансформаторного включения			0,2S	0,5S
$I_{\text{ном}}$		1,0	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$

Таблица 29 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии, вызываемой колебательными затухающими помехами

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А	Коэффициент sinφ	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
трансформаторного включения		0,5	1
$I_{\text{ном}}$	1,0	±2,0	±2,0

Таблица 30 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой воздействием радиочастотного электромагнитного поля

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

Таблица 31 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой воздействием радиочастотного электромагнитного поля

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Таблица 32 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой кондуктивными помехами, наводимыми радиочастотными полями

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$

Таблица 33 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой кондуктивными помехами, наводимыми радиочастотными полями

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
I_6	$I_{ном}$	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Таблица 34 – Средний температурный коэффициент при измерении активной электрической энергии и активной электрической мощности

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Средний температурный коэффициент, %/K, для счетчиков класса точности			
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	0,5	1
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$0,05 \cdot I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	0,01	0,03	0,05	0,05
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$0,10 \cdot I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,02	0,05	0,07	0,07

Таблица 35 – Средний температурный коэффициент при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Средний температурный коэффициент, %/К, для счетчиков класса точности		
непосредственного включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,03	0,05	0,10
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,05	0,07	0,15

Таблица 36 – Средний температурный коэффициент при измерении полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке) для счетчиков, А		Средний температурный коэффициент, %/К, для счетчиков классов точности по активной/реактивной электрической энергии			
непосредственного включения	трансформаторного включения	0,2S/0,5	0,5S/1	0,5/1	1/2
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,03	0,05	0,05	0,10

Таблица 37 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение частоты сети $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Номинальное фазное/линейное напряжение переменного тока $U_{\text{фном}}/U_{\text{лном}}$, В: – для счетчиков с кодами -00, -04, -06 – для счетчиков с кодами -01, -02, -03, -05, -07, -08, -09	$3 \times 57,7/100$ $3 \times 230/400$
Диапазон измерений фазного $U_{\text{фном}}$ и линейного $U_{\text{лном}}$ напряжения переменного тока, В	от $0,7 \cdot U_{\text{фном}}(U_{\text{лном}})$ до $1,2 \cdot U_{\text{фном}}(U_{\text{лном}})$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений фазного $U_{\text{фном}}$ и линейного $U_{\text{лном}}$ напряжения переменного тока, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений силы переменного тока (фазного тока) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,2S и 0,5S, А	от $0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений силы переменного тока (фазного тока) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,2S и 0,5S, %	$\pm [0,5 + 0,005 \cdot (\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{н}}} - 1)]$
Диапазон измерений силы переменного тока (фазного тока и тока нейтрали) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,5 и 1, А	от $0,05 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений силы переменного тока (фазного тока и тока нейтрали) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,5 и 1, %, в поддиапазонах: – $0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_6$ – $I_6 < I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm [1 + 0,01 \cdot (\frac{I_6}{I_x} - 1)]$ $\pm [0,6 + 0,01 \cdot (\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1)]$
Диапазон измерений разности между током фазы и током нейтрали (небаланс токов) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,5 и 1, А	от $0,15 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений разности между током фазы и током нейтрали (небаланс токов) для счетчиков активной электрической энергии класса точности 0,5 и 1, %, в поддиапазонах: – $0,15 \cdot I_6 \leq I \leq I_6$ – $I_6 < I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm [1 + 0,01 \cdot (\frac{I_6}{I_x} - 1)]$ $\pm [0,6 + 0,01 \cdot (\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1)]$
Диапазон измерений отклонения частоты переменного тока Δf , Гц	от -7,5 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Диапазон измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % от $U_{\text{ном}}$	от -80 до +20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % от $U_{\text{ном}}$	$\pm 0,5$
Диапазон измерений перенапряжения, % от $U_{\text{ном}}$	от 110 до 150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перенапряжения, % от $U_{\text{ном}}$	± 1
Диапазон измерений глубины провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$, % от $U_{\text{ном}}$	от 10 до 90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины провала напряжения, % от $U_{\text{ном}}$	± 1
Диапазон измерений длительности перенапряжения, провала и прерывания напряжения, с	от 0,02 до 60,00
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности перенапряжения, провала и прерывания напряжения, с	$\pm 0,04$
Значение точности хода часов, с/сутки: – в нормальных условиях – в диапазоне рабочих температур – при отключенном питании	$\pm 0,5$ $\pm 5,0$ $\pm 5,0$
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, %	от +15 до +25 от 45 до 75
Примечание – I_x – измеренное значение силы переменного тока, А.	

Таблица 38 – Значение стартового тока для счетчиков непосредственного включения

Тип электрической энергии	Класс точности	Стартовый ток, А
Активная	0,5	$0,004 \cdot I_6$
	1,0	$0,004 \cdot I_6$
Реактивная	1,0	$0,004 \cdot I_6$
	2,0	$0,005 \cdot I_6$

Таблица 39 – Значение стартового тока для счетчиков трансформаторного включения

Тип электрической энергии	Класс точности	Стартовый ток (чувствительность), А
Активная	0,2S	$0,001 \cdot I_{\text{ном}}$
	0,5S	$0,001 \cdot I_{\text{ном}}$
Реактивная	0,5	$0,002 \cdot I_{\text{ном}}$
	1,0	$0,002 \cdot I_{\text{ном}}$

Таблица 40 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +30 °С, %, не более	от -45 до +70 95
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	от $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$
Предельный рабочий диапазон напряжения, В	от 0 до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$
Активная (полная) электрическая мощность, потребляемая каждой цепью напряжения переменного тока счетчиков, Вт (В·А), не более	2 (10)
Активная (полная) электрическая мощность, потребляемая цепями напряжения переменного тока счетчика при наличии модема, Вт (В·А), не более	6 (30)
Полная электрическая мощность, потребляемая каждой цепью силы переменного тока счетчика, В·А, не более	0,1
Количество тарифов, не менее	4
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более: – модификации Меркурий 350М, Меркурий 350 – модификация Меркурий 350U – выносной дисплей	149,0×144,0×65,5 149,0×144,0×51,4 150,5×80,0×19,5
Масса, кг, не более – счетчик – выносной дисплей	1,0 0,2
Средняя наработка на отказ, ч	320000
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом и на лицевую панель счетчиков методом печати или лазерной маркировки или другим способом, не ухудшающим качества.

Комплектность средства измерений

Таблица 41 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Счетчик электрической энергии статический трехфазный Меркурий 350	в соответствии с модификацией	1
Комплект гермовводов	-	1
Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками Меркурий 350U)	-	1
Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	-	1
Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий»	-	1
Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков «СПОДЭС»	-	1
Формуляр	ФО 26.51.63.130-074-74537069-2023	1
Руководство по эксплуатации ¹⁾	РЭ 26.51.63.130-074-74537069-2023	1
Оптоадаптер «Меркурий 255.1» ²⁾	АВЛГ 699.00.00	1
¹⁾ В бумажном виде не поставляется. Размещается в электронном виде на сайте www.incotexcom.ru		
²⁾ Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку счетчиков.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации РЭ 26.51.63.130-074-74537069-2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2»;

ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ТУ 26.51.63.130-074-74537069-2023 «Счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 350». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Инкотекс-СК» (ООО «Инкотекс-СК»)
ИНН 7719532487

Адрес юридического лица: 105484, г. Москва, ул. 16-я Парковая, д. 26, к. 2, оф. 2301А

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инкотекс-СК» (ООО «Инкотекс-СК»)
ИНН 7719532487

Адрес: 105484, г. Москва, ул. 16-я Парковая, д. 26, к. 2, оф. 2301А

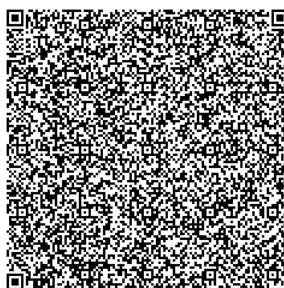
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр
«ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ
Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60,
помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90381-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные двустенные РГСД

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные двустенные РГСД (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров - стальные горизонтальные двустенные, номинальной вместимостью 5 м³ и 3 м³ подземного размещения.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема (согласно градуировочной таблице).

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной двустенный сосуд с днищами, состоящие из одной секции, оборудованные люками и приёмно-раздаточными парубками. Заполнение и выдача продукта осуществляются через приёмно-раздаточные патрубки.

Резервуары стальные горизонтальные двустенные: РГСД-5 зав. № 0714-1; РГСД-5 зав. № 0714-2; РГСД-5 зав. № 0714-3; РГСД-3 зав. № 0714-5 расположены на площадке ФГКУ «Флагман» в г. Пролетарск, Ростовская область.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены в виде наклейки на боковую стенку прямка резервуара.

Фотографии горловин и заводских номеров резервуаров стальных горизонтальных двустенных РГСД, представлены на рисунке 1.

Эскиз резервуара стального горизонтального двустенного РГСД, модификации РГС-5 с зав. №№ 0714-1; 0714-2; 0714-3 представлен на рисунке 2.

Эскиз резервуара стального горизонтального двустенного РГСД, модификации РГС-3 с зав. № 0714-5 представлен на рисунке 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.
Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

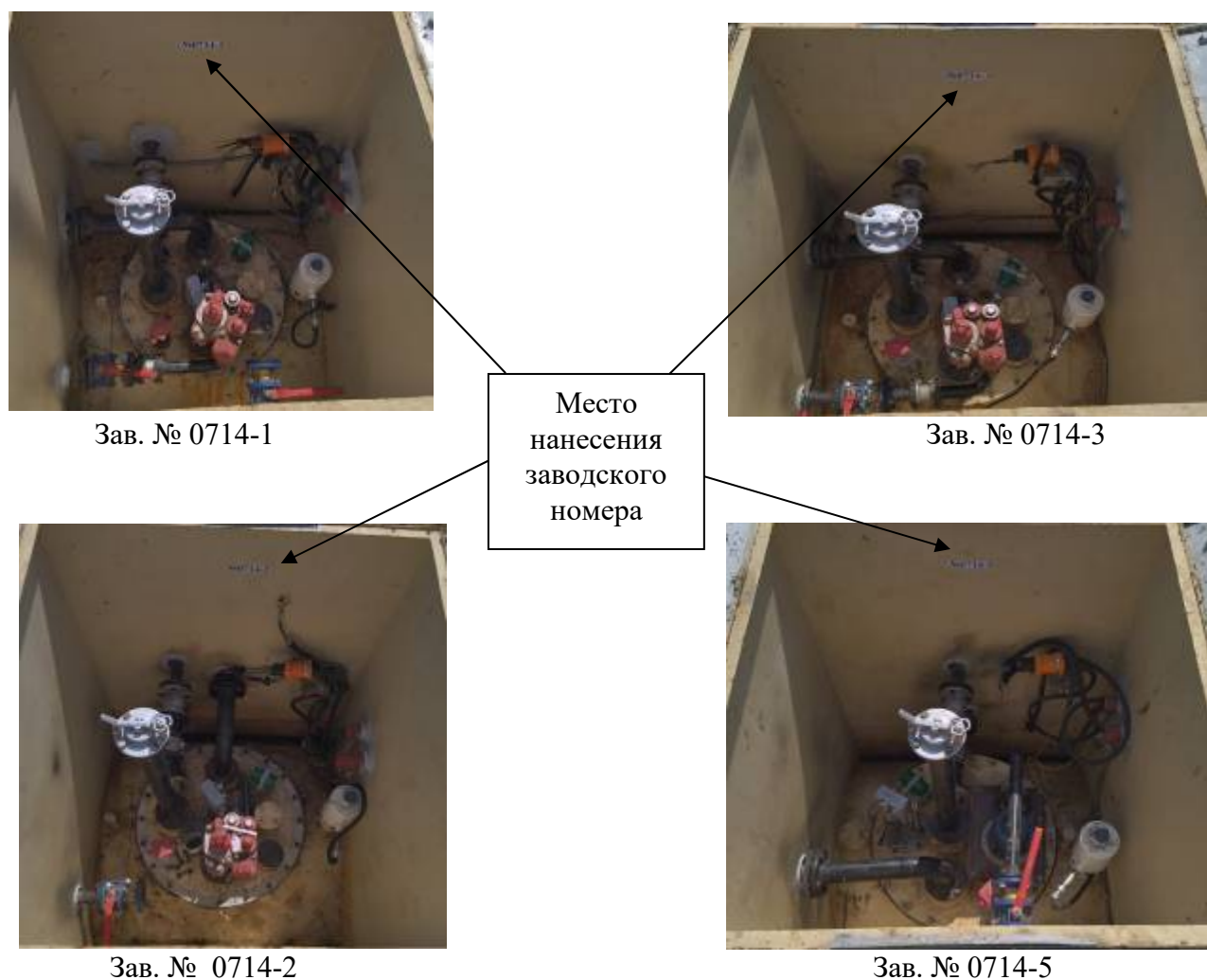
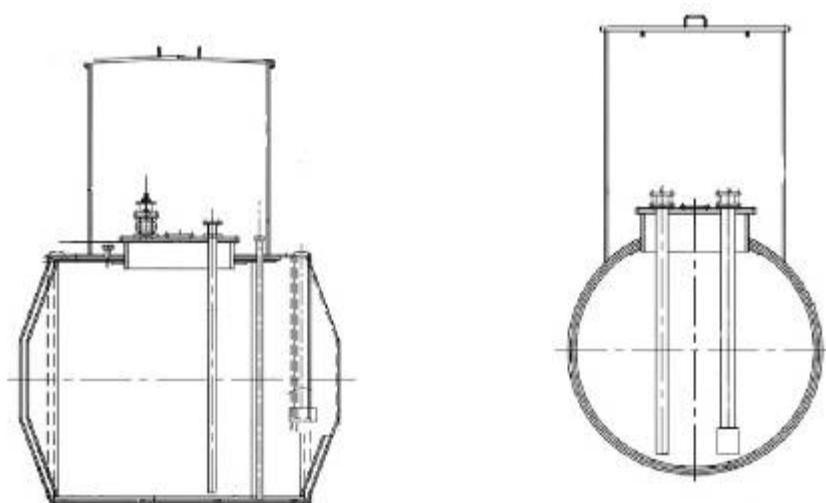


Рисунок 1 – Фотографии горловин и заводских номеров резервуаров стальных горизонтальных двустенных РГСД



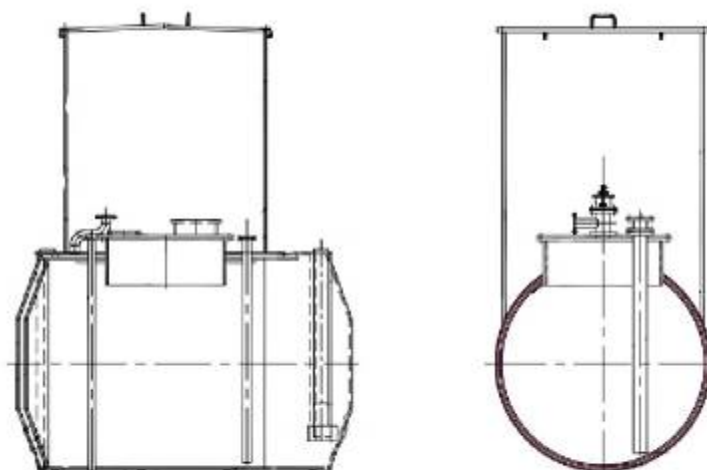


Рисунок 3 – Эскиз резервуара стального горизонтального двустенного РГСД, модификации РГСД-3 с зав. № 0714-5.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	РГСД-5			РГСД-3
Заводской номер	0714-1	0714-2	0714-3	0714-5
Номинальная вместимость, м ³	5			3
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	± 0,25			

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РГСД-5	РГСД-3
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от -30 до +50	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный двустенный	РГСД-3; РГСД-5	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Удостоверение о качестве изготовления» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

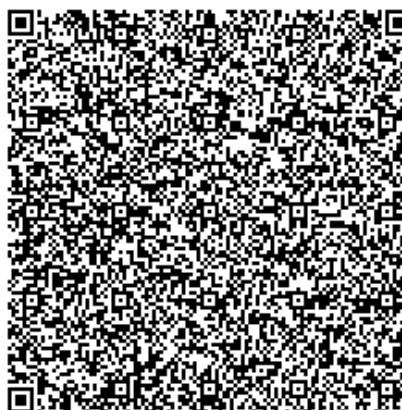
Общество ограниченной ответственности «Ростовский завод металлоконструкций ЮТМ» (ООО «РЗМК ЮТМ»)
ИНН 6166057080
Юридический адрес: 344065, г. Ростов-на-Дону, ул.50 лет Ростсельмаша, д. 8а

Изготовитель

Общество ограниченной ответственности «Ростовский завод металлоконструкций ЮТМ» (ООО «РЗМК ЮТМ»)
ИНН 6166057080
Адрес: 344065, г. Ростов-на-Дону, ул.50 лет Ростсельмаша, д. 8а

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ростовской области» (ФБУ «Ростовский ЦСМ»)
Адрес: 344000, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, пр-кт Соколова, д. 58/173
Телефон: (863)290-44-88, факс: (863)291-08-02
E-mail: info@rostcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30042-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90382-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГ 20/2-П-02-УХЛ1ТУ

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГ 20/2-П-02-УХЛ1ТУ (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами, состоящий из двух секций. Секции разделены между собой перегородкой.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГ 20/2-П-02-УХЛ1ТУ расположены внутри металлического контейнера наземного расположения.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены ударным способом на маркировочную табличку резервуара (рисунок 1).

Резервуары РГ 20/2-П-02-УХЛ1ТУ с заводскими номерами 1640, 1642 расположены по адресу: Курганская область, Петуховский район, г. Петухово, ул. Юбилейная, 2.

Общий вид резервуаров приведен на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Маркировочные таблички резервуаров



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров РГ 20/2-П-02-УХЛ1ТУ

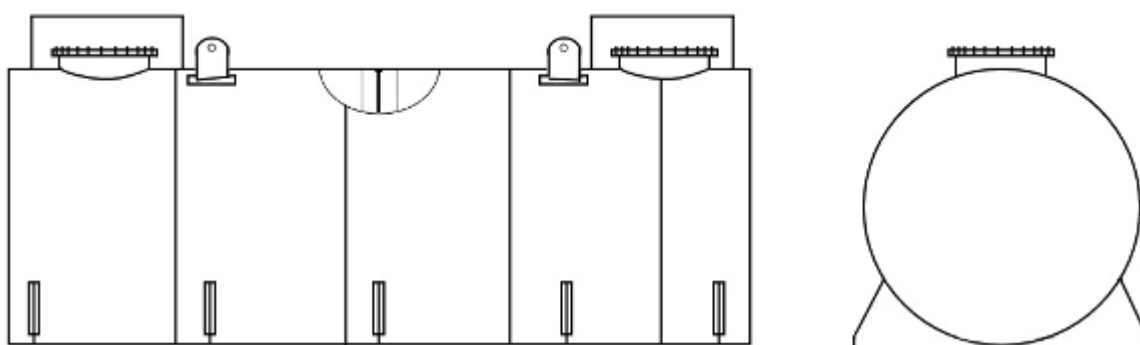


Рисунок 3 – Общий вид резервуаров РГ 20/2-П-02-УХЛ1ТУ

Пломбирование резервуаров РГ 20/2-П-02-УХЛ1ТУ не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	20
Номинальная вместимость секции №1, м ³	10
Номинальная вместимость секции №2, м ³	10
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С Атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГ 20/2-П-02-УХЛ1ТУ	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственная Фирма МЗК»
(ООО «Производственная Фирма МЗК»)
ИНН 5044035923
Юридический адрес: 141540, Московская обл., дп Поварово, тер. Производственный кв-л №1, стр. 5
Телефон/ факс: +7 (495) 994-27-51/ (495) 994-27-61
E-mail: pf-mzk@yandex.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственная Фирма МЗК»
(ООО «Производственная Фирма МЗК»)
ИНН 5044035923
Адрес места осуществления деятельности: 141540, Московская обл., дп Поварово, тер. Производственный кв-л №1, стр. 5
Юридический адрес: 141540, Московская обл., дп Поварово, тер. Производственный кв-л №1, стр. 5
Телефон/ факс: +7 (495) 994-27-51/ (495) 994-27-61
E-mail: pf-mzk@yandex.ru

Испытательный центр

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

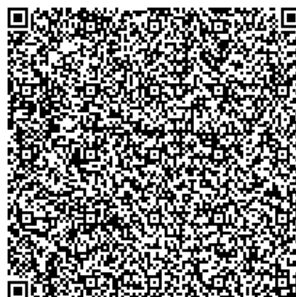
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90383-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскопы вихретоковые HRID Heddy HET-02

Назначение средства измерений

Дефектоскопы вихретоковые HRID Heddy HET-02 (далее по тексту - дефектоскопы) предназначены для измерений глубины дефектов, протяженности между индикациями несплошностей и расстояния энкодером в сварных соединениях, деталях и заготовках из металлов и токопроводящих материалов.

Описание средства измерений

Принцип действия дефектоскопов основан на использовании эффекта возбуждения вихревых токов в металле в результате воздействия возбуждающего электромагнитного поля. Возбуждающее электромагнитное поле формируется вихретоковым преобразователем (далее по тексту – ВТП), на который от генератора поступает напряжение возбуждения. Вихревые токи, протекая в металле, формируют вторичное электромагнитное поле, встречно направленное по отношению к возбуждающему. Поле, сформированное в результате сложения возбуждающего и вторичного электромагнитных полей, наводит электродвижущую силу в ВТП. При наведении ВТП с бездефектного на дефектный участок объекта контроля линии вихревых токов прерываются, изменяя тем самым вторичное электромагнитное поле. Как следствие, изменяется и результирующее электромагнитное поле, что приводит к изменению напряжения сигнала, формируемого на выходе ВТП.

Дефектоскопы состоят из электронного блока и подключаемых к нему ВТП, энкодера и персонального компьютера. На передней панели дефектоскопа находятся разъемы для подключения ВТП, разъем для подключения к сети Gigabit Ethernet, разъем для подключения энкодера, разъем подключения питания, кнопка питания.

Дефектоскопы используются совместно с проходными, вращающимися и матричными ВТП производства HRID NDT Ltd. и ООО «ТЦКД-Атомкомплект».

Дефектоскопы имеют информационную табличку, на которой нанесено методом печати наименование средства измерений и его заводской номер (числовой).

Фотография общего вида и место нанесения заводского номера дефектоскопов приведены на рисунке 1. Фотографии вихретоковых преобразователей приведены на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на дефектоскопы не предусмотрено.

Пломбирование дефектоскопов не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид, обозначение места нанесения заводского номера дефектоскопов вихретоковых HRID Heddy HET-02



а)



б)



в)

Рисунок 2 – Вихретоковые преобразователи: а) проходной вихретоковый преобразователь; б) вращающийся вихретоковый преобразователь; в) матричный вихретоковый преобразователь

Программное обеспечение

Метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО) «HRID Heddy» выполняет следующие функции:

- изменение параметров импульса, возбуждающего катушки ВТП;
- отображение результатов контроля в виде графиков в режиме реального времени;
- запись сигналов в файл для создания базы данных и дальнейшего анализа;
- создание отчетов контроля;
- построения калибровочных кривых для определения глубины и типа дефекта.

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных воздействий соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО установок соответствуют данным, приведенным в таблице 1:

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	HRID Heddy
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 7.7.1
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики средства измерений

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений глубины дефектов вращающимся и матричным ВТП, мм	от 0,3 до 5,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины дефектов вращающимся и матричным ВТП, мм: - в диапазоне от 0,3 до 3,0 мм - в диапазоне св. 3,0 до 5,0 мм	$\pm 0,15$ $\pm (0,1 \cdot H)$, где H – измеренное значение глубины дефекта в мм
Диапазон измерений глубины дефектов для проходного ВТП, % толщины стенки	от 10 до 100 (сквозной дефект)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины дефектов проходным ВТП, % толщины стенки	± 10
Диапазон измерений расстояния энкодером, мм	от 4 до 14000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояния энкодером, мм	$\pm (2 + 0,001 \cdot L)$, где L – измеренное энкодером значение расстояния в мм
Диапазон измерений протяженности между индикациями несплошностей, мм	от 4 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений протяженности между индикациями несплошностей в диапазоне от 4 до 10 мм включ., мм	± 1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений протяженности между индикациями несплошностей в диапазоне св. 10 до 100 мм, %	± 10

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименования характеристик	Значения
Количество измерительных каналов: - в непрерывном режиме - в мультиплексированном режиме - в режиме супермультиплексирования	от 1 до 40 от 1 до 128 от 1 до 640
Диапазон установки частоты сигнала возбуждения ВТП, кГц	от 0,02 до 2000
Допускаемое отклонение установки частоты сигнала возбуждения ВТП, %	±5
Диапазон установки напряжения сигнала возбуждения ВТП, В	от 0,2 до 20
Допускаемое отклонение установки напряжения сигнала возбуждения ВТП, %	±10
Габаритные размеры электронного блока, мм, не более: - ширина - длина - высота	330 135 255
Масса электронного блока, кг, не более	5
Питания осуществляется от сети переменного тока: - напряжением, В - частотой, Гц	от 207 до 253 от 49 до 51
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +25°С, %	от 0 до +45 от 30 до 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность дефектоскопов

Наименование	Обозначение	Количество
Дефектоскоп вихретоковый	HRID Heddy HET-02	1 шт.
Кабель питания 220В	-	1 шт.
Сетевой кабель Ethernet	-	1 шт.
Переносной кейс	-	1 шт.
Проходной вихретоковый преобразователь (ВТП)	-	от 1 шт.*
Вращающийся вихретоковый преобразователь (ВТП)	-	от 1 шт.*
Матричный вихретоковый преобразователь (ВТП)	-	от 1 шт.*
Энкодер	-	от 1 шт.*
Мультиплексор	-	1 шт.
Комплект оснастки для проведения поверки	-	1 шт.
USB ключ	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ТЦКД.00.008 РЭ	1 экз.
Паспорт	ТЦКД.00.008 ПС	1 экз.
Программное обеспечение HRID Heddy. Руководство пользователя	ТЦКД.00.002 РП	1 экз.
* количество и тип определяется по запросу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ДЕФЕКТОСКОП ВИХРЕТОКОВЫЙ HRID Heddy HET-02 Руководство по эксплуатации. Часть 2. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ HRID Heddy. Руководство пользователя ТЦКД.00.008 РЭ2», раздел «Описание работы».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Дефектоскопы вихретоковые HRID Heddy HET-02. Стандарт предприятия. ТЦКД.00.008 СП;

Локальная поверочная схема для вихретоковых дефектоскопов.

Правообладатель

HRID NDT Ltd, Хорватия.

Адрес: 10090 Zagreb, Croatia, Vučak 32

Изготовитель

HRID NDT Ltd, Хорватия.

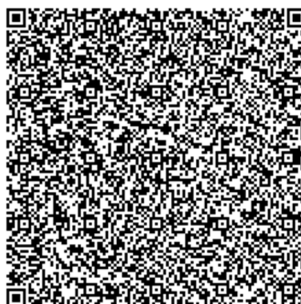
Адрес: 10090 Zagreb, Croatia, Vučak 32

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90384-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Спасскцемент» по ПС «АСБ» 110/35/6 кВ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Спасскцемент» по ПС «АСБ» 110/35/6 кВ (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени; сбора, обработки, хранения и передачи полученных результатов измерений коммерческому оператору оптового рынка, системному оператору и смежным субъектам ОРЭ. Полученные данные и результаты измерений используются для коммерческих расчетов с энергосбытовыми организациями и оперативного управления энергопотреблением.

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 – информационно-измерительный комплекс (ИИК) включает в себя:

- для измерительных каналов №№ 1, 3-11, 13, 14 измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи – проводники и приборы, подключенные к измерительным обмоткам ТТ и ТН;

- для измерительных каналов №№ 2, 12, 15 счетчики активной и реактивной электроэнергии;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений (сервер БД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, устройство синхронизации системного времени (УССВ) с приемником сигналов ГЛОНАСС/GPS, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура), удаленное автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации (ЭСО).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

– измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

- один раз в сутки и по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии со счетчиков (ИИК), с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах электроэнергии и журналов событий в базе данных сервера БД в течение 3,5 лет (для 30 минутных приращений энергии);
- резервирование баз данных на DVD-дисках;
- разграничение доступа посредством паролей к базам данных для разных групп пользователей, и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- конфигурирование параметров и настроек АИИС КУЭ;
- защита от несанкционированного доступа маркированием и пломбированием узлов системы;
- подготовку данных по результатам измерений в XML-формате для их передачи по электронной почте через удаленный АРМ ЭСО в ПАК АО «АТС», ПАО «ДЭК», сетевые организации, филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ;
- ведение журнала событий технических и программных средств (счетчики, линии связи, ПО «АльфаЦЕНТР») на сервере БД уровня ИВК и счетчиках;
- ведение системы единого времени.

Принцип действия:

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы (за исключением измерительных каналов №№ 2, 12 и 15), которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии.

Счетчики производят измерения и вычисления полученной активной и реактивной энергии и мощности. Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета установлен равным 30 минут. Счетчики автоматически записывают в память измеренные величины (активной и реактивной энергии), с интервалом усреднения 30 минут, на глубину не менее 45 суток (в соответствии с техническими требованиям АО «АТС» Приложение 11.1). В памяти счетчика хранятся два четырехканальных (актив/реактив, прием/отдача) независимых массива профиля мощности. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Измерительная информация и журналы событий со счетчиков электрической энергии, по проводному каналу на основе стандарта RS-485 (для ИК №№ 1 – 12, 15) и по беспроводному каналу с использованием GSM/GPRS-модема (для ИК № 13, 14) передаются на сервер БД. Вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения ПО «АльфаЦЕНТР» на сервере БД. Просмотр полученной информации об электропотреблении по всем измерительным каналам (ИК) доступен на автоматизированном рабочем месте (АРМ).

С ИВК АИИС КУЭ данные передаются по выделенному каналу сети «Интернет» через удаленный АРМ ЭСО в ПАК АО «АТС», ПАО «ДЭК», сетевые организации, филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерений времени (встроенные часы счетчиков, сервера БД уровня ИВК, УССВ), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

На уровне ИВК СОЕВ организована с помощью подключенного к серверу БД УССВ УССВ-2, которое имеет встроенный модуль синхронизации времени, работающей от сигналов точного времени ГЛОНАСС/GPS.

Коррекция часов сервера БД происходит при расхождении часов сервера БД и УССВ-2 более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Часы счетчиков ИК синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков ИК проводится при расхождении времени счетчика ИК и времени сервера БД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5 с/сут.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 36. Заводской номер указывается в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (СПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты СПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть специализированного ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Но- мер ИК	Наименование объекта	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ	Сервер БД
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. №29 Ввод от Т-2 (110 кВ)	ТОЛ 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-11	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер, совместимый с платформой x86-x64
2	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ТСН-1	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 КТ 1,0/2,0 Рег. № 46634-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. №1 Ввод от Т-1 (35 кВ)	ТОЛ-НТЗ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 69606-17	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер, совместимый с платформой x86-x64
4	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. №32	ТОЛ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
5	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. №30	ТПЛ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
6	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. №26	ТОЛ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 7069-07	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
7	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. №11	ТПЛМ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
8	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. №20	ТПЛ-10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
9	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. №19	ТПЛМ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		
10	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. №12	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5 Рег. № 69606-17	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
11	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. №18	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5 Рег. № 69606-17	НАМИТ-10-2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
12	ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, ТСН-2	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 КТ 1,0/2,0 Рег. № 46634-11		
13	ПС «Цемзавод» 35/3 кВ, ГРУ-3 кВ, т.с.ш., яч. №21	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 3000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ПС «Цемзавод» 35/3 кВ, ГРУ-3 кВ, т.с.ш., яч. №25	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 3000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер, совместимый с платформой x86-x64
15	ТП-13 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Пан. 5	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 КТ 1,0/2,0 Рег. № 46634-11		

Примечания:

1 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 метрологических характеристик;

2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа;

3 Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);

4 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с
1, 3 – 5, 7 – 11, 13, 14	Активная Реактивная	1,7 3,0	2,3 3,8	±5
2, 12, 15	Активная Реактивная	2,8 4,6	3,0 5,1	
6	Активная Реактивная	1,6 2,9	2,1 3,5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая);

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$;

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до + 40 °С

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды для ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -45 до +50 от -45 до +40 от -45 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.20: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М.01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 220000 2 74500 1 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование электрического 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.

Регистрация событий:

– в журнале событий электросчетчиков:
параметрирования;

пропадания питания;
коррекции времени в электросчетчике с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- в журнале событий сервера ИВК:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
пропадание питания;
замена счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий» счетчиков электроэнергии.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
электросчетчиков;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательных коробок;
УССВ;
сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной подписи);
установка пароля на электросчетчиках;
установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.20	13
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер БД	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр-паспорт	06.2023.050-АУ.ФО-ПС	1
Руководство по эксплуатации	06.2023.050-АУ.РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Спасскцемент» по ПС «АСБ» 110/35/6 кВ, аттестованном ФБУ «Кузбасский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310473.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Акционерное общество «Спасскцемент» (АО «Спасскцемент»)

ИНН 2510001238

Юридический адрес: 692239, Приморский край, г. Спасск-Дальний, ул. Цементная, д. 2

Телефон: (42352) 3-23-78

Факс: (42352) 3-27-37

Web-сайт: www.vostokcement.ru

E-mail: oo@spasskcement.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Сибэнергоконтроль» (АО «Сибэнергоконтроль»)

ИНН 4205290890

Адрес: 650992, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, пр-кт Советский, д. 6, оф. 37

Телефон: (3842) 48-03-50

E-mail: sibencontrol@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе» (ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

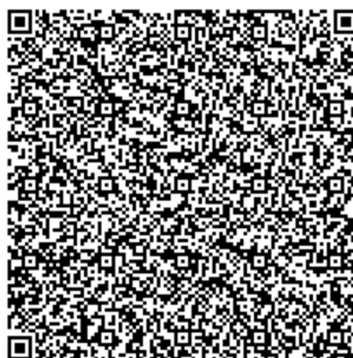
Телефон: (3842) 36-43-89

Факс: (3842) 75-88-66

Web-сайт: www.kuzcsm.ru, www.кузцсм.рф

E-mail: info@kuzcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312319.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90385-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода и объема сжатого осушенного воздуха от ООО «Линде Газ Новотроицк» в АО «Уральская Сталь»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода и объема сжатого осушенного воздуха от ООО «Линде Газ Новотроицк» в АО «Уральская Сталь» (далее – ИС) предназначена для измерений перепада давления (на сужающем устройстве), абсолютного давления, температуры, объемного расхода и объема воздуха, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от преобразователей перепада давления (от 4 до 20 мА), абсолютного давления (от 4 до 20 мА) и температуры (номинальная статическая характеристика Pt100 по ГОСТ 6651–2009).

Объемный расход и объем воздуха, приведенные к стандартным условиям, измеряются сложным ИК объемного расхода и объема воздуха в соответствии с ГОСТ 8.586.5–2005 на основе измерений перепада давления на сужающем устройстве, абсолютного давления и температуры соответствующими ИК.

Состав первичных измерительных преобразователей (далее – ИП), входящих в состав ИС, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав первичных ИП ИС

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)
Преобразователь давления измерительный SITRANS P серии 7MF (модификация DSIII), модель 7MF4433 (далее – SITRANS P 7MF4433)	1	66310-16
Преобразователь давления измерительный SITRANS P серии 7MF (модификация DSIII), модель 7MF4233 (далее – SITRANS P 7MF4233)	1	66310-16
Термопреобразователь сопротивления серии М, исполнение MHW (далее – МHW)	1	70195-18

Состав СОИ ИС представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав СОИ ИС

Наименование	Количество	Регистрационный номер в ФИФОЕИ
Преобразователь измерительный MINI MCR-2, модификация MINI MCR-2-RTD-UI-PT-C (далее – MCR-2)	1	63447-16
Контроллер измерительно-вычислительный SUMMIT 8800 (далее – SUMMIT 8800)	1	65347-16

Основные функции ИС:

- измерение абсолютного давления, перепада давления (на сужающем устройстве), температуры воздуха;
- вычисление объемного расхода и объема воздуха, приведенных к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ 8.586.5–2005;
- формирование отчетов, архивирование, хранение и передача в системы верхнего уровня измеренных и вычисленных значений;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер ИС в виде цифрового обозначения наносится типографским способом на паспорт ИС, а также на маркировочную табличку, закрепленную на лицевой стороне шкафа СОИ.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС реализовано на базе ПО SUMMIT 8800 и обеспечивает реализацию функций ИС.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров логином и паролем.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Summit8800_Main_V0_40_3_0e.s19
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.40.3.0
Цифровой идентификатор ПО	0x168A3DAE
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32
Наименование ПО	SUMMIT 8800 Main Program

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИС и метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблицах 4 и 5. Основные технические характеристики ИС приведены в таблице 6.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода воздуха, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 564,2 до 4741,8
Диапазон измерений объема воздуха за час, приведенного к стандартным условиям, м ³	от 564,2 до 4741,8
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема воздуха, приведенных к стандартным условиям, %	±2,0

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК ИС

Наименование ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК в условиях эксплуатации
	Первичный ИП	СОИ		
ИК перепада давления	SITRANS P 7MF4433	SUMMIT 8800	от 0 до 12 кПа	$\gamma = \pm 0,22 \%$
ИК абсолютного давления	SITRANS P 7MF4233	SUMMIT 8800	от 0 до 2,1 МПа	$\gamma = \pm 0,33 \%$
ИК температуры	MHW	MCR-2 SUMMIT 8800	от -35 до +60 °С	$\Delta = \pm 0,77 \text{ °С}^{1)}$
¹⁾ Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИК температуры рассчитаны для верхнего предела диапазона измерений. Примечание – Приняты следующие обозначения: γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины.				

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Тип сужающего устройства	диафрагма по ГОСТ 8.586.2–2005
Диаметр отверстия сужающего устройства при температуре +20 °С, мм	от 57,708 до 58,120
Внутренний диаметр измерительного трубопровода перед сужающим устройством при температуре +20 °С, мм	82,44
Температура воздуха, °С	от -35 до +60
Абсолютное давление воздуха, МПа	от 0,4 до 2,1
Перепад давления на сужающем устройстве, кПа	от 1,2 до 12,0
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки преобразователей перепада давления и абсолютного давления – в месте установки термопреобразователя сопротивления – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от -40 до +45 от +15 до +25 не более 80, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная объемного расхода и объема сжатого осушенного воздуха от ООО «Линде Газ Новотроицк» в АО «Уральская Сталь», заводской № 5	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем воздуха. Методика измерений системой измерительной объемного расхода и объема сжатого осушенного воздуха от ООО «Линде Газ Новотроицк» в АО «Уральская Сталь» (позиция FIQ2640.1)», регистрационный номер ФР.1.29.2021.40373 в ФИФ ОЕИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ – $1 \cdot 10^7$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Правообладатель

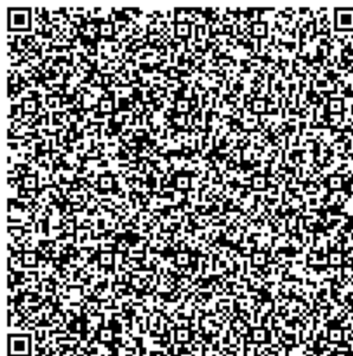
Общество с ограниченной ответственностью «Линде Газ Новотроицк» (ООО «ЛГН»)
ИНН 5607142887
Юридический адрес: 462353, Оренбургская обл., г. Новотроицк, ул. Горького, д. 34, каб. 28
Телефон: +7(495) 212-04-61, факс: 7 (495) 212-04-62
Web-сайт: www.linde-gas.ru
E-mail: info@linru.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Линде Газ Новотроицк» (ООО «ЛГН»)
ИНН 5607142887
Адрес: 462353, Оренбургская обл., г. Новотроицк, ул. Горького, д. 34, каб. 28
Телефон: +7(495) 212-04-61, факс: 7 (495) 212-04-62
Web-сайт: www.linde-gas.ru
E-mail: info@linru.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90386-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода и объема азота высокого давления от АО «Уральская Сталь» в ООО «Линде Газ Новотроицк»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода и объема азота высокого давления от АО «Уральская Сталь» в ООО «Линде Газ Новотроицк» (далее – ИС) предназначена для измерений перепада давления (на сужающем устройстве), абсолютного давления, температуры, объемного расхода и объема азота, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от преобразователей перепада давления (от 4 до 20 мА), абсолютного давления (от 4 до 20 мА) и температуры (номинальная статическая характеристика Pt100 по ГОСТ 6651–2009).

Объемный расход и объем азота, приведенные к стандартным условиям, измеряются сложным ИК объемного расхода и объема азота в соответствии с ГОСТ 8.586.5–2005 на основе измерений перепада давления на сужающем устройстве, абсолютного давления и температуры соответствующими ИК.

Состав первичных измерительных преобразователей (далее – ИП), входящих в состав ИС, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав первичных ИП ИС

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)
Преобразователь давления измерительный SITRANS P серии 7MF (модификация DSIII), модель 7MF4433 (далее – SITRANS P 7MF4433)	1	66310-16
Преобразователь давления измерительный SITRANS P серии 7MF (модификация DSIII), модель 7MF4233 (далее – SITRANS P 7MF4233)	1	66310-16
Термопреобразователь сопротивления серии М, исполнение MHW (далее – MHW)	1	70195-18

Состав СОИ ИС представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав СОИ ИС

Наименование	Количество	Регистрационный номер в ФИФОЕИ
Преобразователь измерительный MINI MCR-2, модификация MINI MCR-2-RTD-UI-PT-C (далее – MCR-2)	1	63447-16
Контроллер измерительно-вычислительный SUMMIT 8800 (далее – SUMMIT 8800)	1	65347-16

Основные функции ИС:

- измерение абсолютного давления, перепада давления (на сужающем устройстве), температуры азота;
- вычисление объемного расхода и объема азота, приведенных к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ 8.586.5–2005;
- формирование отчетов, архивирование, хранение и передача в системы верхнего уровня измеренных и вычисленных значений;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер ИС в виде цифрового обозначения наносится типографским способом на паспорт ИС, а также на маркировочную табличку, закрепленную на лицевой стороне шкафа СОИ.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС реализовано на базе ПО SUMMIT 8800 и обеспечивает реализацию функций ИС.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров логином и паролем.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Summit8800_Main_V0_40_3_0e.s19
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.40.3.0
Цифровой идентификатор ПО	0x168A3DAE
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32
Наименование ПО	SUMMIT 8800 Main Program

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИС и метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблицах 4 и 5. Основные технические характеристики ИС приведены в таблице 6.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода азота, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 62,6883 до 610,5310
Диапазон измерений объема азота за час, приведенного к стандартным условиям, м ³	от 62,6883 до 610,5310
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема азота, приведенных к стандартным условиям, %	±2,0

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК ИС

Наименование ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК в условиях эксплуатации
	Первичный ИП	СОИ		
ИК перепада давления	SITRANS P 7MF4433	SUMMIT 8800	от 0 до 6 кПа	$\gamma = \pm 0,27 \%$
ИК абсолютного давления	SITRANS P 7MF4233	SUMMIT 8800	от 0 до 1,7 МПа	$\gamma = \pm 0,36 \%$
ИК температуры	MHW	MCR-2 SUMMIT 8800	от -35 до +60 °C	$\Delta = \pm 0,77 \text{ °C}^{1)}$
¹⁾ Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИК температуры рассчитаны для верхнего предела диапазона измерений. Примечание – Приняты следующие обозначения: γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины.				

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Тип сужающего устройства	диафрагма по ГОСТ 8.586.2–2005
Диаметр отверстия сужающего устройства при температуре +20 °C, мм	от 27,1 до 27,3
Внутренний диаметр измерительного трубопровода перед сужающим устройством при температуре +20 °C, мм	54,43
Температура азота, °C	от -35 до +60
Абсолютное давление азота, МПа	от 0,2 до 1,7
Перепад давления на сужающем устройстве, кПа	от 0,72 до 6,00
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки преобразователей перепада давления и абсолютного давления – в месте установки термопреобразователя сопротивления – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от -40 до +45 от +15 до +25 не более 80, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная объемного расхода и объема азота высокого давления от АО «Уральская Сталь» в ООО «Линде Газ Новотроицк», заводской № 7	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем азота. Методика измерений системой измерительной объемного расхода и объема азота высокого давления от АО «Уральская Сталь» в ООО «Линде Газ Новотроицк» (позиция FIQ8739.1)», регистрационный номер ФР.1.29.2021.40380 в ФИФ ОЕИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Правообладатель

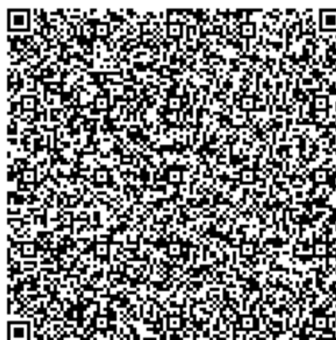
Общество с ограниченной ответственностью «Линде Газ Новотроицк» (ООО «ЛГН»)
ИНН 5607142887
Юридический адрес: 462353, Оренбургская обл., г. Новотроицк, ул. Горького, д. 34, каб. 28
Телефон: +7(495) 212-04-61, факс: 7 (495) 212-04-62
Web-сайт: www.linde-gas.ru
E-mail: info@linru.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Линде Газ Новотроицк» (ООО «ЛГН»)
ИНН 5607142887
Адрес: 462353, Оренбургская обл., г. Новотроицк, ул. Горького, д. 34, каб. 28
Телефон: +7(495) 212-04-61, факс: 7 (495) 212-04-62
Web-сайт: www.linde-gas.ru
E-mail: info@linru.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГлавЭнергоСбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГлавЭнергоСбыт» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), 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 (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени на базе блока коррекции времени ЭНКС-2 (далее по тексту – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ) и программное обеспечение (далее по тексту – ПО) программный комплекс (далее по тексту – ПК) «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика. 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 сервер АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet, от АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК).

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного ± 2 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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

Заводской номер (№ 014) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Чалпан (новая), ЗРУ-110 кВ, яч. 1	ТОГФ (П) Кл.т. 0,2S КТТ 150/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	Меркурий 234 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
2	ПС 110 кВ Чалпан (новая), ЗРУ-110 кВ, яч. 4	ТОГФ (П) Кл.т. 0,2S КТТ 150/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	Меркурий 234 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
3	ПС 110 кВ Белоярская, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т1	ТФЗМ 35Б-I У1 Кл.т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 26419-08	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
4	ПС 110 кВ Белоярская, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т2	ТФЗМ 35Б-I У1 Кл.т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 26419-08	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	КТП 6 кВ, ввод 0,4 кВ Национальная Башенная Компания	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
6	ЦПП 6 кВ, КЛ-0,4 кВ, ф.2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
7	КТП-4 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 76142-19		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5
8	КТП-98 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	-	-	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75679-19		активная	±1,1	±5,0
						реактивная	±2,2	±11,1
9	ВРУ-0,4 кВ базовой станции ПАО "Мегафон"	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	
10	ТП 6 кВ Союз, Ввод 0,4 кВ Т1	ТТЕ Кл.т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 73808-19	-	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	
11	ТП 6 кВ 29-03-01/160, РУ-0,4 кВ, ЩУ-0,4 кВ	-	-	МИР С-04 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	активная	±1,1	±5,1	
					реактивная	±1,1	±7,1	
12	ТП 6кВ 49-08-03/10, ЗРУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ ф.1	-	-	МИР С-04 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	активная	±1,1	±5,1	
					реактивная	±1,1	±7,1	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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 $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК от - 40 до + 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик. 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа. 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 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, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - 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	90000 2 70000 1
УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 30 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:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИИК «Журналы событий».

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации: о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ (П)	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-I У1	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	12
Трансформаторы тока	ТТЭ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЕ 303	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	МИР С-03	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	МИР С-04	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.03Т	1
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	ЛЕММ.100.00.014 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГлавЭнергоСбыт», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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».

Правообладатель

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

ИНН 7725571452

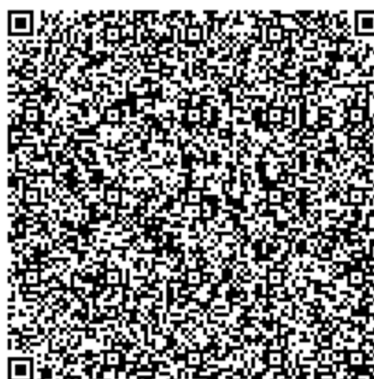
Юридический адрес: 650000, г Кемерово, Кузнецкий пр-кт, д. 30, оф. 311

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕРЦИУС» (ООО «ТЕРЦИУС»)
ИНН 3702268237
Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 9/37, оф. 4

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЕММА» (ООО «ЛЕММА»)
Адрес: 620102, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Ясная, д. 28, кв. 23
Телефон: +7 (343) 372-00-57
Web-сайт: www.lemma-ekb.ru
E-mail: lemma-ekb@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314006.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90388-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Саратоворгсинтез»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Саратоворгсинтез» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее-УССВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ-2 и при расхождении ± 1 с и более, сервера ИВК АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепиться на корпус сервера ИВК.

Общий вид сервера ИВК АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ ГПП-2 Саратоворгсинтез, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	TG 200/1, КТ 0,2S Рег. № 75894-19	TVI145 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 71404-18	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УССВ-2, рег. № 54074-13 / Сервер ИБК
2	ПС 110 кВ ГПП-2 Саратоворгсинтез, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	TG 200/1, КТ 0,2S Рег. № 75894-19	TVI145 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 71404-18	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 35 кВ БНС ТЭЦ 2, КРУН-6 кВ, 1 СШ, яч.4, фид. 3 Нитрон 1 цепь	ТПОЛ 10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-02	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 159-49	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ПС 35 кВ БНС ТЭЦ-2, КРУН-6 кВ, 2 СШ, яч.11, фид. 4 Нитрон 2 цепь	ТПОЛ 10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-02	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 159-49	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС 35 кВ ПС 32, РУ-6 кВ, 1СШ, яч.5	ТЛМ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УССВ-2, рег. № 54074-13 / Сервер ИБК
6	ПС 35 кВ ПС 32, РУ-6 кВ, 1СШ, яч.11	ТЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	ПС 20 6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ, яч.4	ТЛО-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
8	ПС 35 кВ ПС 32, РУ-6 кВ, 2СШ, яч.29	ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
9	ПС 16 6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ, яч.3	ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
10	ПС 9 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.8	ТПЛ-10 75/5, КТ 0,5 Рег. №1276-59 ТПЛМ-10 75/5, КТ 0,5 Рег. №2363-68	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
11	ПС 20 6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ, яч.15	ТЛО-10 150/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
12	Саратовская ТЭЦ- 2, ОРУ 35 кВ, яч.15, ВЛ-35 кВ ТЭЦ-2 - Химкомбинат 1ц	ТВ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-00	НОМ-35 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
13	Саратовская ТЭЦ- 2, ОРУ 35 кВ, яч.17, ВЛ-35 кВ ТЭЦ-2 - Химкомбинат 2ц	ТВ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-00	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	Саратовская ТЭЦ-2, ГРУ- 6 кВ, яч.1, фидер 1Ш	ТПОЛ 10 800/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛП-К-10(6) У2 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 57686-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2, рег. № 54074-13 / Сервер ИВК
15	Саратовская ТЭЦ-2, ГРУ- 6 кВ, яч.2, фидер 2Ш	ТПОЛ 10 800/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛП-К-10(6) У2 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 57686-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
16	Саратовская ТЭЦ-2, ГРУ- 6 кВ, яч.6, фидер 6Ш	ТПОЛ 10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛП-К-10(6) У2 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 57686-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
17	Саратовская ТЭЦ-2, ГРУ- 6 кВ, яч.26, фидер 26Ш	ТПОЛ 10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛП-К-10(6) У2 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 57686-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
18	Саратовская ТЭЦ-2, ГРУ- 6 кВ, яч. 28, фидер 28Ш	ТПОЛ 10 800/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛП-К-10(6) У2 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 57686-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
19	Саратовская ТЭЦ-2, ГРУ- 6 кВ, яч.31, фидер 31Ш	ТПОЛ 10 800/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛП-К-10(6) У2 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 57686-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
20	Саратовская ТЭЦ-2, ГРУ- 6 кВ, яч.49, фидер 49Ш	ТПОЛ 10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛП-К-10(6) У2 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 57686-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Примечания:

1. 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.
2. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1, 2	Активная Реактивная	0,5 0,9	1,0 1,7
3, 4, 14-20	Активная Реактивная	1,2 1,8	1,7 2,7
5, 6, 8-10, 12, 13	Активная Реактивная	1,2 1,8	2,9 4,5
7, 11	Активная Реактивная	1,3 2,0	2,2 3,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 °С до +35 °С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд.} До 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) Альфа А1800 УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 220000 120000 74500 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут Альфа А1800 - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 114 1200 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	TG	6
	ТВ	6
	ТЛМ-10	4
	ТЛО-10	6
	ТПЛ-10	5
	ТПЛМ-10	1
	ТПОЛ 10	18
Трансформатор напряжения	TVI145	6
	ЗНОЛП-К-10(6) У2	22
	ЗНОЛП-ЭК	6
	ЗНОМ-35-65	3
	НОМ-35	3
	НОМ-6	4
	НТМИ-6	2
	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	A1802RAL-P4GB-DW-4	9
	СЭТ-4ТМ.03М	9
	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер ИВК	-	1
Автоматизированное рабочее место		
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/21/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Саратоворгсинтез». МВИ 26.51.43/21/23, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

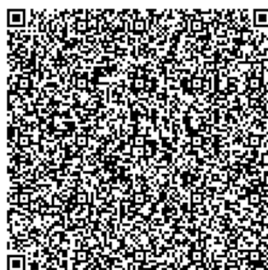
Общество с ограниченной ответственностью «Саратоворгсинтез»
(ООО «Саратоворгсинтез»)
ИНН 6451122250
Юридический адрес: 410059, Саратовская обл., г. Саратов,
пл. Советско-Чехословацкой дружбы, д. Б/н
Телефон: (8452) 98-50-04
E-mail: office@saratov.lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)
ИНН 7714348389
Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, этаж 2, помещ II, ком. 9
Телефон: 8 (495) 230-02-86
E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный
центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, г. Самара, пр-кт Карла Маркса, д. 134
Телефон: 8 (846) 336-08-27
Факс: 8 (846) 336-15-54
E-mail: info@samaragost.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 311281.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90389-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анемометры Testo

Назначение средства измерений

Анемометры Testo предназначены для измерений скорости воздушного потока и температуры.

Описание средства измерений

Конструктивно анемометры Testo состоят из измерительного зонда и электронного блока. Измерительный зонд представляет собой встроенную в верхнюю часть корпуса крыльчатку (Testo 417) или телескопическую рукоятку, на вершине которой размещены чувствительные элементы измерений скорости воздушного потока (обогреваемая струна или крыльчатка) и температуры (для модификаций Testo 417, Testo 425).

Принцип действия анемометров Testo при измерении скорости воздушного потока обогреваемой струной основан на измерении тока, которым нагревается платиновый терморезистор, помещенный в воздушный поток, – при охлаждении терморезистора воздушным потоком увеличивается ток его подогрева для поддержания постоянного значения сопротивления, увеличение тока подогрева прямо пропорционально скорости воздушного потока. Принцип действия анемометров Testo при измерении скорости воздушного потока крыльчаткой основан на тахометрическом принципе преобразования скорости воздушного потока в частоту электрического сигнала – угловая скорость вращения крыльчатки линейно зависит от скорости измеряемого воздушного потока.

Принцип действия анемометров Testo при измерении температуры основан на изменении сопротивления электрического тока чувствительного элемента в зависимости от температуры. В качестве чувствительного элемента для измерения температуры используются полупроводниковый термистор или термопреобразователь сопротивления.

Анемометры Testo представлены в 3 модификациях: Testo 416, Testo 417, Testo 425.

Testo 416 – анемометры с проводной телескопической рукояткой длиной до 850 мм, предназначенные для измерений скорости воздушного потока. В качестве чувствительного элемента используется зонд-крыльчатка диаметром 16 мм.

Testo 417 – анемометры со встроенной крыльчаткой диаметром 100 мм, предназначенные для измерений скорости воздушного потока и температуры. Для измерений температуры используется встроенный термопреобразователь сопротивления.

Testo 425 – анемометры с проводной телескопической рукояткой длиной до 820 мм, предназначенные для измерений скорости воздушного потока и температуры. В качестве чувствительных элементов используются обогреваемая струна и полупроводниковый термистор.

В качестве средств отображения могут применяться смартфон/планшет с предустановленным программным обеспечением (testo Smart или другое совместимое приложение testo). Средства отображения не влияют на погрешность результатов измерений.

Нанесение знака поверки на анемометры Testo не предусмотрено.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на этикетку, расположенную на задней части корпуса анемометров Testo, печатным методом и имеет цифровое или буквенно-цифровое обозначение.

Общий вид представлен на рисунке 1. Корпуса анемометров Testo могут выполняться в разных цветовых решениях.



Рисунок 1 – Общий вид анемометров Testo

Пломбирование анемометров Testo не предусмотрено.

Программное обеспечение

Внутреннее (встроенное) программное обеспечение (ПО), устанавливаемое при изготовлении средства измерений, не имеет возможности считывания. Обновление метрологически незначимой части ПО возможно через мобильное приложение testo Smart. Идентификационные данные ПО отображены в таблице 1.

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения анемометров Testo

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Недоступно пользователю
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.X
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Недоступно пользователю
Примечание – в номере версии ПО: 0 – метрологически значимая часть, не ниже; X – метрологически незначимая часть, указывает код используемой микросхемы и количество обновлений, может иметь разную структуру	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики анемометров Testo приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с: - модификация Testo 416 - модификация Testo 417 - модификация Testo 425	от 0,6 до 40 от 0,3 до 20 от 0,05 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с: - модификация Testo 416 - модификация Testo 417 - модификация Testo 425 от 0,05 до 20 м/с включ. св. 20 до 30 м/с	$\pm(0,2+0,01 \cdot V)$ $\pm(0,1+0,015 \cdot V)$ $\pm(0,03+0,04 \cdot V)$ $\pm(0,5+0,05 \cdot V)$
Диапазон измерений температуры, °C: - модификация Testo 417 - модификация Testo 425	от 0 до +50 от -20 до +70
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm 0,5$
V – измеренное значение скорости воздушного потока, м/с	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний скорости воздушного потока для модификации Testo 425, м/с	от 0,01 до 30
Условия эксплуатации электронного блока: - температура окружающей среды, °C: - модификация Testo 416 - модификации Testo 417; Testo 425 - относительная влажность, %, не более	от -10 до +50 от -20 до +50 80

Наименование характеристики	Значение
Условия хранения: температура окружающей среды, °C: - модификация Testo 416 - модификации Testo 417; Testo 425	от -10 до +50 от -20 до +50
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм (с допуском ±5 мм): - модификация Testo 416 (электронный блок) - модификация Testo 417 - модификация Testo 425 (электронный блок)	135×60×28 236×108×45 135×60×28
Масса, кг, не более: - модификация Testo 416 - модификация Testo 417 - модификация Testo 425	0,35 0,3 0,3

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации. Нанесения знака утверждения типа на анемометр Testo не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анемометры	Testo 416; Testo 417; Testo 425	1 шт.
Футляр	-	1 шт.
Руководства по эксплуатации в электронном виде	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 7.2 «Измерения» руководств по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 25 ноября 2019 г. № 2815 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений скорости воздушного потока»;

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

ES.TAT Анемометры Testo. Стандарт предприятия.

Правообладатель

Testo SE & Co. KGaA, Германия

Адрес: Celsiusstrasse 2, 79822 Titisee-Neustadt

Телефон: +07 653 681-700

E-mail: info@testo.de

Web-сайт: www.testo.com

Изготовители

Testo SE & Co. KGaA, Германия
Адрес: Celsiusstrasse 2, 79822 Titisee-Neustadt, Deutschland
Телефон: +07 653 681-700
E-mail: info@testo.de
Web-сайт: www.testo.com

Testo Instruments (Shenzhen) Co. Ltd., КНР
Адрес: China Merchants Guangming Science & Technology Park, Block A, B4 Building,
No. 3009 Guan Guang Road, Guangming New District, SHENZHEN, 518107, China
Телефон: +86 755 26 62 67 60
E-mail: info@testo.com.cn
Web-сайт: www.testo.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11, факс: +7 (499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90390-23

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «РМ Рейл Абаканвагонмаш»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «РМ Рейл Абаканвагонмаш» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, 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), 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 с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0 Пром», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на уровень ИВК, где 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, а также передача информация в виде xml-файлов установленных форматов от сервера на АРМ энергосбытовой компании по каналу связи сети Internet.

Дополнительно уровень ИВК принимает измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Абаканская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 43856-10, и Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии по объекту «Солнечная электростанция Абаканская», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 59615-15, а также от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, с целью формирования итогового xml-файла и передачи всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера или АРМ энергосбытовой компании в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта 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 установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «РМ Рейл Абаканвагонмаш» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 296 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0 Пром». ПО «Пирамида 2.0 Пром» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0 Пром». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0 Пром» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0 Пром» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0 Пром»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	ComI ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime-Pro-cessing.dll	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Status-es.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProc-essing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.8									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ГПП-1 (РП-1) 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 3	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 2363-68 Фазы: С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
2	ГПП-1 (РП-1) 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 5	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ГПП-1 (РП-1) 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 22192-07 Фазы: С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
4	ГПП-1 (РП-1) 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 19	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 22192-07 Фазы: С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
5	ГПП-1 (РП-1) 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 23	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	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
6	ГПП-2, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 14	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	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	ГПП-2, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 35	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,7
8	ГПП-2, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 16	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
9	ГПП-2, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч. 40	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
10	ГПП-2, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч. 42	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	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
11	ГПП-2, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч. 56	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
12	ГПП-6, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 1А	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 22192-03 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	ГПП-6, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 50.01	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
14	ГПП-6, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 29	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
15	ГПП-6, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 49	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 22192-03 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
16	ГПП-6, 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 51.02	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
17	ТП-11 10 кВ ИП Рябков Е.Э. ВРУ- 0,4 кВ	ТТЭ-60 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 52784-13 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6
18	ТП-22 10 кВ ЗРУ- 0,4 кВ яч. ЦЗЖ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	ТП-22 10 кВ ЗРУ-0,4 кВ яч. АВ № 7	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,6
20	ТП-26 10 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, 1 сш 0,4 кВ яч. 3	ТТЭ-А Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 67761-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6
21	ТП-26 10 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, 2 сш 0,4 кВ яч. 7	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,6
22	ТП-737 10 кВ МП «Абаканские электрические сети», РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,6
23	КРУН-10 кВ ООО «Алгоритм» ВРУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6
24	ТП-ЖД/цех 10 кВ сш 0,4 кВ ф. 1	ТТЕ-30 Кл.т. 0,5S 250/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6

Продолжение таблицы 2

[illegible]

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 ИК №№ 7, 13, 16-18, 20, 23-25 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 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 УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также 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
1	2
Количество ИК	28
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 7, 13, 16-18, 20, 23-25 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 7, 13, 16-18, 20, 23-25 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08) среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17) среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 220000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 230 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 23345-07): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 230 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 80590-20): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: 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 150000 2 320000 2 210000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 230: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 85 10 90 5 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
 - параметрирования;

пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	13
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	3
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы тока измерительные 0,66 кВ	ТТЭ-60	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные	ТТЭ-А	3
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-30	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	7
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии multifunctional-ные	СЭТ-4ТМ.03М	21
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	5
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭСЕО.411711.296.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «РМ Рейл Абаканвагонмаш», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «РМ Рейл Абаканвагонмаш» (АО «РМ Рейл Абаканвагонмаш»)
ИНН 1901142757
Юридический адрес: 655017, Республика Хакасия, г. Абакан, р-н Абаканвагонмаш
Телефон: (800) 200-07-00
Web-сайт: rmrail.ru
E-mail: avm@rmrail.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»)
ИНН 7718660052
Адрес: 115114, г. Москва, м. о. Даниловский, наб. Павелецкая, д. 2, стр. 1, эт. 1, ком. 197
Телефон: (985) 822-71-17
E-mail: eso-96@inbox.ru

Испытательный центр

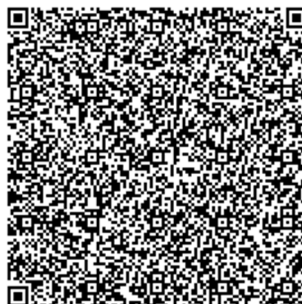
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

Е-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90391-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГК «Русагро» - сахарный бизнес, для объектов: ООО «Русагро-Тамбов» филиал Жердевский, ООО «Русагро-Тамбов» филиал Никифоровский, ООО «Русагро-Белгород», ООО «Русагро-Белгород» филиал Ника, АО «Кривец-сахар», АО «Кшенский сахарный комбинат», АО «Сахарный комбинат «Отрадинский»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГК «Русагро» - сахарный бизнес, для объектов: ООО «Русагро-Тамбов» филиал Жердевский, ООО «Русагро-Тамбов» филиал Никифоровский, ООО «Русагро-Белгород», ООО «Русагро-Белгород» филиал Ника, АО «Кривец-сахар», АО «Кшенский сахарный комбинат», АО «Сахарный комбинат «Отрадинский» (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 (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), 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), включающий в себя сервер ИВК типа DELL PowerEdge R640, устройство синхронизации системного времени УССВ-2, автоматизированные рабочие места (ARM), 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы на сервер ИВК, где происходит оформление отчетных документов.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ) происходит автоматически в счетчиках, либо в сервере ИВК.

Формирование и передача данных прочим участниками и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ГК «Русагро» - сахарный бизнес, для объектов: ООО «Русагро-Тамбов» филиал Жердевский, ООО «Русагро-Тамбов» филиал Никифоровский, ООО «Русагро-Белгород», ООО «Русагро-Белгород» филиал Ника, АО «Кривец-сахар», АО «Кшенский сахарный комбинат», АО «Сахарный комбинат «Отрадинский» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК по каналу связи Internet через интернет-провайдера.

Сервер ИВК также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTS (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УССВ-2, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTS (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ-2 и при расхождении ± 1 с и более, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счётчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ 001.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	bp_admin.exe	Collector.x64.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.6.1.14	не ниже 7.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	72CE09314C55B0CC BD37F46696549AF5	031DD0D2B575ED63 7C8F2355232AA22F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

ПО «Энфорс» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	ИБК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Никифоровская, СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Сахзаводская	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-54; НОМ-35-66 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 187-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВВ-2 Рег. № 54074-13, DELL PowerEdge R640	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2	ПС 6 кВ Элеватор, РУ-0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,6
3	ПС 6 кВ Элеватор, РУ-0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ВРУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.G Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСБВ-2 Рег. № 54074-13, DELL PowerEdge R640	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,2	±6,9
5	ВЛ-10 кВ №13, оп. №13-00/70, ВЛ-10 кВ в сторону ПС 10 кВ связи с энергосистемой, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
6	ПС 110 кВ Жердевская, СШ- 35 кВ, ВЛ 35 кВ Сахарный завод	ТОЛ-35 III-IV Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 34016-07	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
7	ТП 10 кВ, РУ-10 кВ, ф.ВЛ-10 кВ №4119	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 70109-17	ЗНОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
8	ЗРУ-35 кВ ТЭЦ, КЛ-35 кВ	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2S КТТ 150/5 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±0,8	±2,3
						реактивная	±1,7	±4,1
9	ВЛ-10 кВ от ф.№3 и ф.№10 ПС 110 кВ Отрада, оп.№1, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ПС 35 кВ Сахарный завод, Ввод 6кВ Т1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВВ-2 Рег. № 54074-13, DELL PowerEdge R640	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
11	ПС 35 кВ Сахарный завод, Ввод 6кВ Т2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
12	РУ-6кВ ТЭЦ, Ввод с КРУН-6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 800/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/1000 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
13	ПС-35кВ Сахарный завод, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	—	—	Меркурий 234 ARTMX2-02 PBR.G Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,2	±6,9
14	ВРУ-0,4 кВ №1, Ввод 0,4	—	—	Меркурий 234 ARTMX2-02 PBR.G Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,2	±6,9
15	ВРУ-0,4 кВ №2, Ввод 0,4	—	—	Меркурий 234 ARTMX2-02 PBR.G Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,2	±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	Тр-р №15 630 кВА, РУ-0,4 кВ, ф. ВРУ-0,23 кВ	—	—	Меркурий 204 ARTMX2-02 POBR.G Кл. т. 1,0/2,0 Пер. № 75755-19	УССВ-2 Пер. № 54074-13, DELL PowerEdge R640	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,2	±6,9
17	Тр-р №22 1000 кВА, РУ-0,4 кВ, ф. ВРУ-0,23 кВ	—	—	Меркурий 204 ARTMX2-02 POBR.G Кл. т. 1,0/2,0 Пер. № 75755-19		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,2	±6,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
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 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +40 °С для ИК №№ 1-17, при $\cos \varphi=0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$. 4 Допускается замена ТТ, 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. 5 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 7 Кл. т. – класс точности, К_{тн} – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, К_{тт} – коэффициент трансформации трансформаторов тока.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	17
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 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 $\cos\varphi$ – 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 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – 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	 220000 2 74500 2
Глубина хранения информации Счетчик: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 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;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2
Трансформатор тока	ТТИ	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	3
Трансформатор тока	ТОЛ-35 III-IV	3
Трансформатор тока	ТПЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	1
Трансформатор напряжения	НОМ-35-66	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ	3
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.G	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4TM.05MK.00	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTMX2-02 PBR.G	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 204 ARTMX2-02 POBR.G	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер ИБК	DELL PowerEdge R640	1
Программное обеспечение	ПО «Энфорс»	1
Формуляр	41-04/2023-СБН.ФО	1

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) ГК «Русагро» - сахарный бизнес, для объектов: ООО «Русагро-Тамбов» филиал Жердевский, ООО «Русагро-Тамбов» филиал Никифоровский, ООО «Русагро-Белгород», ООО «Русагро-Белгород» филиал Ника, АО «Кривец-сахар», АО «Кшенский сахарный комбинат», АО «Сахарный комбинат «Отрадинский», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Русагро-Центр» (ООО «Русагро-Центр»)
ИНН 5003048874
Юридический адрес: 115054, г. Москва, ул. Валуевская, д. 35, эт. 5, помещ. 254
Телефон: 8 (495) 363-16-61
Web-сайт: www.rusagrogroup.ru
E-mail: APliev@rusagrogroup.ru

Изготовитель

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

ИНН 3663035420

Адрес: 394007, Воронежская обл., г. Воронеж, ул. Димитрова, д. 2А,
неж. вс. помещ. IX, оф. 4

Телефон: 8 (495) 215-15-80, 8 (473) 250-96-69

Web-сайт: www.nforceit.ru

E-mail: sales@nforceit.ru

Испытательный центр

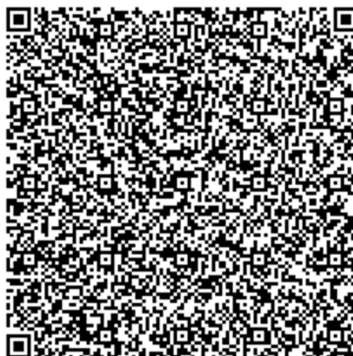
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90392-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УРАЛЭНЕРГОСБЫТ» 1-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УРАЛЭНЕРГОСБЫТ» 1-я очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее – УСВ) ИСС и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 – второй уровень системы, на котором выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ осуществляется с периодичностью не реже 1 раза в 1 сутки. При наличии расхождения более чем ± 1 с производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется при каждом опросе счетчика, но не реже 1 раза в 1 сутки. При наличии расхождения более чем ± 2 с производится синхронизация шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ.

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчиков и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 119

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBE6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не оказывает влияния на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии и мощности	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ, сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП АТС РУ-10 кВ, КЛ-10 кВ в сторону ГСК Рубин-3	ТПЛ-10У3 ТПЛ Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 1276-59 Рег. № 47958-16	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 4947-75	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20	УСВ: ИСС Рег. № 71235-18	активная реактивная	±1,2 ±2,9	±3,3 ±5,7
2	ТП АТС РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК Рубин-3М	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80589-20	сервер: Microsoft Hyper-V	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	КТП ДПР 27,5, РУ-04, вывод Т- 1 0,4 кВ	ТШП Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80589-20	УСВ: ИСС Рег. № 71235-18 сервер: Microsoft Hyper-V	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с							± 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 Основная погрешность указана для $\cos\varphi = 0,9$ при $I=I_{\text{ном}}$. 4 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ при $I=0,05 I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +40 °С. 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. 6 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 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 $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в местах расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - магнитная индукция внешнего происхождения в местах расположения счетчиков, мТл, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут., не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35 000 3 70 000 1 125 000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - 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	45 10 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;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	1
Трансформатор тока	ТПЛ	1
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236 ART-03 PQRS	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройство синхронизации времени	ИСС	1
Сервер АИИС КУЭ	Microsoft Hyper-V	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	98276366.422231.119.ФО	1

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) ООО «УРАЛЭНЕРГОСБЫТ» 1-я очередь», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Уральская энергосбытовая компания»
(ООО «УРАЛЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7453313477

Юридический адрес: 454090, Челябинская обл., Г.О. Челябинский, вн. р-н Центральный, г. Челябинск, пр-кт Ленина, д. 28Д, помещ. 4, эт. 3, оф. 6

Телефон: +7 (351) 259-64-59

Факс: +7 (351) 259-64-59

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Агентство энергетических решений»
(ООО «АЭР»)

ИНН 7722771911

Адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский Вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон: +7 (499) 681-15-52

Факс: +7 (499) 681-15-52

Испытательный центр

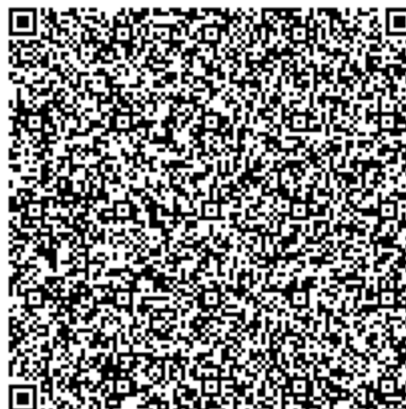
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90393-23

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «КЦ» (Брянск), ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пенза)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «КЦ» (Брянск), ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пенза) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную 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), 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 на базе закрытой облачной системы VMware (сервер), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где 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 информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (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 установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется один раз в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «КЦ» (Брянск), ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пенза) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 002 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	ComI ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime-Pro-cessing.dll	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Status-es.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProc-essing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.3.1									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DA D056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ЗТП-81/2х400П 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 84823-22	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
2	ЗТП-81/2х400П 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТН60 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
3	ЗТП-78/400П 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-40 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
4	ЗТП-77/400П 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗТП-79/400П 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
6	КТП-1П 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, ввод №2	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
7	КТП-4П 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, ввод №2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
8	КТП-4П 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, ввод №1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: В; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ВЛ-10 кВ ф.1011, оп. №43, отпайка в сторону КТП-144П/400 10/0,4 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 30/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
10	ВЛ-10 кВ ф. 1022 ПС Почепская 110/35/10 кВ, оп. №85, отпайка в сторону ЗТП-79/400П 10/0,4 кВ, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
11	ВРУ-0,4 кВ КНС №2 МКП «Речица», ввод КВЛ-0,4 кВ от ЗТП-79/400П 10/0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.24.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,2 5,9
12	ПС 110/35/10 кВ Почепская, КРУН-10 кВ, 1 с. ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 1029	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	0,9 1,6	1,6 2,6
13	ПС 110/35/10 кВ Почепская, КРУН-10 кВ, 2 с. ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 1009	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	0,9 1,6	1,6 2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПС 110/35/10 кВ Почепская, КРУН-10 кВ, 1 с. ш. 10 кВ, яч. 33, ВЛ-10 кВ ф. 1016	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная Реактивная	1,0 1,8	2,2 4,0
15	ПС 110/35/10 кВ Почепская, КРУН-10 кВ, 2 с. ш. 10 кВ, яч. 30, ВЛ-10 кВ ф. 1030	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,2 4,0
16	КТП-2307 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,3 5,5
17	КТП-2269 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН60 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,3 5,5
18	КТП-2275 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН60 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,3 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	КТП-2279 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58385-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
20	КТП-2271 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
21	КТП-2280 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН60 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
22	КТП-2270 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В ТТИ-100 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
23	КТП-2295 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН60 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	КТП-2349 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН85 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
25	ВРУ-0,4 кВ ГКУ БО БЕЗОПАСНЫЙ РЕГИОН, СП 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ART-02 PR Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,0	5,9
26	КВЛ 6 кВ ф. 624, оп. № 2, ПКУ-1 6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
27	КВЛ 6 кВ ф. 632, Оп. № 2, ПКУ-2 6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
28	ТП-100П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 58385-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
29	ТП-101 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 3422-04 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	ТП-101 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 3422-04 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
31	ТП-82 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 3422-04 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
32	ТП-82 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М УЗ Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
33	ТП-244 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 3422-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
34	ТП-244 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 3422-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
35	ТП-245 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 3422-04 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	ТП-245 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 3422-04 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
37	ТП-266 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Очистные соору- жения	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
38	ВРУ-0,4 кВ Ангар, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,0	5,9
39	ВРУ-0,4 кВ Контора, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,0	5,9
40	ТП-239 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 1	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	ТП-240 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 1	ТТИ-А Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
42	ТП-240 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 2	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
43	ТП-278 10 кВ, РУ-0,4 кВ, АВ № 1, КЛ-0,4 кВ № 1	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 84823-22	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
44	ТП-265 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 3	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
45	ТП-265 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 1	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
46	ТП-101 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 1	ТОП-Э Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 66594-17 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
47	ТП-241 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 1	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
48	ПС 110 кВ Прогресс, КРУН-10 кВ, 1 с. ш. 10 кВ, яч. 8, ВЛ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,0	4,6
49	ПС 110 кВ Прогресс, КРУН-10 кВ, 2 с. ш. 10 кВ, яч. 14, ВЛ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35956-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			УСВ-3 Рег. № 84823-22	VMware	Активная
					Реактивная	2,3			4,7
50	КТП-216 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО СК СМУ-1	ТТЕ-30 Кл.т. 0,5S 250/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ART2-03 DPR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	Активная	1,0			3,3
							Реактивная	2,1	5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±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 ИК №№ 6-9, 11, 24, 25, 38, 39, 48, 49 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4 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 УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также 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
1	2
Количество ИК	50
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 6-9, 11, 24, 25, 38, 39, 48, 49 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 6-9, 11, 24, 25, 38, 39, 48, 49 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -30 до +40 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: 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	140000 2 165000 2 320000 2 220000 2 180000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05МК, СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	90 5
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66	14
Трансформаторы тока	ТТН60	15
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-40	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30	23
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-100	1
Трансформаторы тока	ТТН85	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66	21
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	1
Трансформаторы тока измерительные	ТОП-Э	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-30	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10	11
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК-6	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	20
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	18
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	7714974474.02.2022.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «КЦ» (Брянск), ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пенза)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Группа Черкизово» (ПАО «Группа Черкизово»)
ИНН 7718560636

Юридический адрес: 142931, Московская обл., г.о. Кашира, д. Топканово, тер. Мясопереработка, ул. Черкизовская, д. 1, стр. 1, каб. 206

Телефон: (495) 660-24-40

Факс: (495) 660-24-43

Web-сайт: cherkizovo-group.com

E-mail: info@cherkizovo.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Рустех» (ООО «Рустех»)
ИНН 3702666693

Адрес: 153021, г. Иваново, ул. Гаражная, д. 12А

Телефон: (915) 769-34-14

E-mail: rusteh@bk.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90394-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭкоНива Молоко Воронеж"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭкоНива Молоко Воронеж" (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой 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), 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 типа HP ProDesk 400 G6 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;
- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАК АО "АТС", с подписью ЭЦП субъекта 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 для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще 1 раза в сутки.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер нанесен на маркировочную табличку типографским способом на корпус сервера ИВК АИИС КУЭ.

Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР". Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО "АльфаЦЕНТР" соответствует уровню – "высокий" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 35 кВ КМП Анна КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.1, ВЛ-10 кВ Л1	ТВЛМ-10 100/5 кл. т. 0,5 рег. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100 кл. т. 0,5 рег. № 4947-75	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	ПС 35 кВ КМП Анна КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5, ВЛ-10 кВ Л2	ТВЛМ-10 100/5 кл. т. 0,5 рег. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100 кл. т. 0,5 рег. № 4947-75	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
3	ПС 35 кВ КМП Анна КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.2, ВЛ-10 кВ Л5	ТОЛ 150/5 кл. т. 0,5S рег. № 47959-16	НОМ-10-66 10000/100 кл. т. 0,5 рег. № 4947-75	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
4	ПС 35 кВ КМП Анна КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.15, ВЛ-10 кВ Л4	ТВЛМ-10 100/5 кл. т. 0,5 рег. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100 кл. т. 0,5 рег. № 4947-75	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
5	ПС 35 кВ КМП Анна КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.13, ВЛ-10 кВ Л3	ТВЛМ-10 100/5 кл. т. 0,5 рег. № 1856-63	НОМ-10-66 10000/100 кл. т. 0,5 рег. № 4947-75	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 35 кВ КМП Анна КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.10, ВЛ-10 кВ Л6	ТОЛ 150/5 кл. т. 0,5S рег. № 47959-16	НОМ-10-66 10000/100 кл. т. 0,5 рег. № 4947-75	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
7	ПС 35 кВ КМП Анна РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 кл. т. 1,0/2,0 рег. № 50460-18	

Примечания:

1. 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 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	2	3	4
3, 6	Активная	1,1	1,8
	Реактивная	2,8	3,2
1, 2, 4, 5	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,8	4,8
7	Активная	1,1	1,8
	Реактивная	2,3	3,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{ с}$			5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены:
 - для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$;
 - для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $+10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+30 \text{ }^{\circ}\text{C}$, а также силе тока равной 2 % от $I_{1 \text{ ном}}$ для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5S, и 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$ для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5S – для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5 – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 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 по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	8
	ТОЛ	6
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	4
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	6
	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.115.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭкоНива Молоко Воронеж". 69729714.411713.115.МВИ, аттестованном ООО "Энерготестконтроль", уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью "ЭкоНива Молоко Воронеж"

(ООО "ЭкоНива Молоко Воронеж")

ИНН 3602011855

Юридический адрес: 397704, Воронежская обл., Бобровский р-н, г. Бобров, ул. 60 лет Октября, д. № 20, каб. 2

Телефон: (47346) 2-13-44

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль"

(ООО "Электроконтроль")

ИНН 7705939064

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9

Телефон: (916) 295 36 77

E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль"

(ООО "Энерготестконтроль")

ИНН 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр.9, помещ. 1

Телефон: (910) 403 02 89

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.

