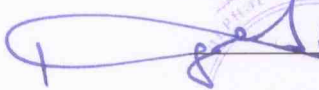


УТВЕРЖДАЮ
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР
ЗАО «СВЯЗЬ ИНЖИНИРИНГ М»


П.А. Асаченков
20.01.2015
2014г. ЗАМ. ГЕН. ДИРЕКТОРА
РАЗУМОВ А.С.



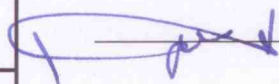
СИСТЕМЫ
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ
КОНТРОЛЯ И УЧЁТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ
(АИISKУЭ)
«СИМ-ЭНЕРГО»

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

СВИУМ.424939.056

СОГЛАСОВАНО

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА
ЗАО «СВЯЗЬ ИНЖИНИРИНГ М»


А.С. Разумов

УТВЕРЖДАЮ
раздел 9 «Методика поверки»
Заместитель директора ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин
20.01.2015г.

Продукт является разработкой ЗАО «Связь инжиниринг М», г. Москва



Москва 2014

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

СОДЕРЖАНИЕ

1. Назначение.....	3
2. Состав систем и основные функции их компонентов.....	3
Метрологические и технические характеристики.....	9
3. Автоматизируемые функции.....	12
4. Устройство и работа.....	12
Двухуровневые системы.....	12
Трёхуровневые системы.....	13
Работа со счётчиками энергоресурсов.....	14
Работа с УСПД.....	14
Программное обеспечение.....	15
Используемые каналы связи.....	15
5. Указание мер безопасности.....	16
6. Подключение устройств, входящих в систему.....	16
Подключение кабелей информационной сети RS 485, RS 232, CAN.....	16
Подключение счётчиков энергоресурсов с цифровым выходом.....	17
Подключение УСПД.....	17
7. Подготовка к использованию.....	17
Подготовка компонентов систем к установке на месте эксплуатации.....	17
Размещение.....	17
Подготовка к работе.....	17
8. Техническое обслуживание.....	17
9. Методика поверки.....	17
10. Маркировка.....	21
11. Правила хранения и транспортирования.....	21
12. Свидетельство о приёмке.....	22

Подпись и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата						
Подпись и дата	Инв. № подл.	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	СВЮМ.424939.056-000 РЭ Системы автоматизированные информационно-измерительные контроля и учёта энергоресурсов (АИISKУЭ) «СИМ-ЭНЕРГО» Руководство по эксплуатации и методика поверки		
		Разраб.	Рахимова				Лит.	Лист	Листов
		Пров.	Сысоев					2	22
		Выпус.							
		Н. контр.							
		Утв.	Разумов						

Настоящий документ предназначен для определения основных технических и эксплуатационных характеристик систем автоматизированных информационно-измерительных контроля и учёта энергоресурсов «АИИС КУЭ СИМ-ЭНЕРГО» (далее системы), содержит сведения, необходимые для их изготовления, правильного монтажа, эксплуатации и поверки.

1. Назначение

Системы предназначены для организации процесса автоматизированного измерения и контроля и учета энергоресурсов (электроэнергии, мощности, газа, холодной и горячей воды, тепла и других энергоресурсов). Системы выполняют автоматический сбор, накопление, обработку, хранение и отображение собранной информации привязанной к календарному времени, а так же осуществляют формирование отчетов о потреблении энергоресурсов в электронном и бумажном виде.

Область применения: энергопотребляющие и энергопоставляющие предприятия.

Системы обеспечивают:

- Контроль учетных показателей энергоресурса;
- Контроль баланса потребления/передачи энергоресурса;
- Контроль качества поставляемого энергоресурса;
- Синхронизацию времени всех уровней системы;
- Хранение собранных данных за необходимый период времени;
- Отображение собранной информации в графическом и табличном виде;
- Создание отчетов для проведения анализа потребления/передачи энергоресурса;
- Формирование требуемых отчетных форм и автоматизированной передачи собранных данных в центры сбора информации предприятия, ресурсоснабжающих организаций и смежных компаний.

2. Состав систем и основные функции их компонентов

Системы компонуются на объекте эксплуатации из серийно выпускаемых средств измерений, внесенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Выбор необходимой конфигурации производится при проектировании систем для конкретного варианта применения.

Преобразование определённого вида энергоресурса и вычислительные функции учета энергоресурса, а так же привязку измеренных/вычисленных данных к единому календарному времени, осуществляют счетчики соответствующего энергоресурса (уровень ИИК). В случае, если счетчик энергоресурса осуществляет только преобразование количества энергоресурса в соответствующее количество импульсов на измерительном телеметрическом выходе, преобразование количества этого энергоресурса в поименованную величину с привязкой к единому календарному времени осуществляется УСПД.

Преобразованное в поименованную величину значение энергоресурса по выделенным каналам связи передается на УСПД (уровень ИВКЭ) для хранения и преобразования, затем, согласно установленного регламента, передается на сервер сбора данных (уровень ИВК) для осуществления долговременного хранения, предоставления пользователям и формирования отчетов.

Системы должны быть спроектированы таким образом, чтобы образующие систему разнотипные ИК, включали в себя компоненты, указанные в перечне допустимых составных частей системы учета энергоресурсов. Конкретный состав систем определяется проектной документацией на неё. Все технические составные части/компоненты являются средствами измерений.

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

					СВИОМ.424939.056-000 РЭ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		3

Перечень допустимых составных частей системы учета энергоресурсов и возможный состав измерительных каналов (ИК) приведен в таблице 1:

Таблица 1

Измерительный канал	Измерительные компоненты систем	Нормативные документы	Наименование	Регистрационный №	Примечания
Активной и реактивной электроэнергии и мощности	Измерительные трансформаторы тока (ТТ)	ГОСТ 7746-2001	ТОП 0,66 ТПОЛ-10УЗ ТЛШ ТОЛ-10 ТЛО-10 ТВ-ЭК СТ24 СТ12 SVA Т-0,66 ТШП-0,66 ТНШЛ ТПП-0,66 ТПЛ-10	40110-08 51178-12 47957-11 38395-08 25433-11 39966-10 39750-08 39749-08 38612-08 52667-13 47957-11 47957-11 53994-13 54717-13	Класс точности 0,2; 0,2s; 0,5; 0,5s; 1,0
	Измерительные трансформаторы напряжения (ТН)	ГОСТ 1983-2001	SU245/300/362/420/1-6 НДЕ-М-110 НДЕ-М-220 VTS-VTD VRQ2n/S2; VRQ2n/S3; НТМИ-10	39470-08 38885-08 38885-08 38210-08 47913-11 50058-12	класс точности 0,2; 0,5; 1,0
	Статические счётчики ватт-часов активной энергии переменного тока	ГОСТ Р 52323; ГОСТ 31819.22	Меркурий-200 Меркурий-201 Меркурий-234 СЕ 306 Лейне Электро-03 Меркурий-230 АМ Меркурий 230 ART	24410-07 24411-12 48266-11 40023-08 40522-12 25617-07 23345-07	класс точности 0,2s; 0,5s; 0,5

Ине. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Ине. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	СВЮМ.424939.056-000 РЭ	Лист
						4

Ине. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Ине. № дубл.	Подпись и дата

Измерительный канал	Измерительные компоненты систем	Нормативные документы	Наименование	Регистрационный №	Примечания
Активной и реактивной электроэнергии и мощности	Статические счётчики ватт-часов активной энергии переменного тока	ГОСТ Р 52323; ГОСТ 31819.22	СЭТ3 СЭБ-1ТМ.02М	55185-13 47041-11	класс точности 0,2s; 0,5s; 0,5
	Многофункциональные счётчики с цифровым выходом	ГОСТ Р 52322 ГОСТ Р 52323 ГОСТ Р 52425 ГОСТ 31819.21; ГОСТ 31819.22	СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М Ресурс-Е4 СЕ 301 СЕ 303 СЕ 102 ЦЭ6850 ОД4165 ПСЧ-4ТМ.05МН ПСЧ-4ТМ.05МД	36697-12 57460-14 34048-08 33446-08 33820-07 20176-06 23112-07 57574- 1451593-12	класс точности 0,2S/0,5; 0,5S/0,5; 0,5S/1,0; 1,0/2,0
	Устройства мониторинга и контроллеры узлов учёта		УМ-30 УМ-31 УМ-30.3 УМ-30НЕО УМ-40	33754-12 33755-12 46065-11 39970-08	Погрешность внутренних часов ± 2 с/сут с учётом адаптивной коррекции
			УСПД RTU-325Т и RTU-325Н Контроллеры многофункциональные ЭНТЕК	44626-10 56706-14	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	СВИОМ.424939.056-000 РЭ	Лист
						5

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Измерительный канал	Измерительные компоненты систем	Нормативные документы	Наименование	Регистрационный №	Примечания
Расхода и количества воды (жидкости)	Счётчики холодной и горячей воды	ГОСТ Р 50601, ГОСТ 28723-90	ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСТН CZ3000 Пульсар Т, Пульсар К	40606-09 39181-08 58381-14	Пределы допускаемой относительной погрешности счетчиков: не более $\pm 5\%$ в диапазоне от $Q_{\min}$ до Q_i ; не более $\pm 2\%$ в диапазоне от Q_i до $Q_{\max}$.
	Счётчики воды крыльчатые многоструйные		ВСКМ 90 «Пульсар» Пульсар М, Пульсар ММ	32539-11 36935-08 56351-14	
	Счетчики турбинные холодной и горячей воды	ГОСТ 14167	СТВУ, СТВХ	32540-11	
	Устройство мониторинга телеметрических выходов		УМТВ-10	40349-09	Погрешность внутренних часов ± 2 с/сут с учётом адаптивной коррекции. Расчётная величина погрешности адаптивной коррекции не более $\pm 0,5$ с/сут., Предел допускаемой относительной погрешности измерения количества импульсов $\pm 0,01\%$
	Устройства мониторинга и контроллеры узлов учёта		УМ-31 УМ-30НЕО	33755-12 46065-11	Погрешность внутренних часов ± 2 с/сут с учётом адаптивной коррекции
	Устройства сбора и передачи данных		«Пульсар»	32816-12	
	Счетчики импульсов-регистраторы		«Пульсар»	25951-10	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

СВЮМ.424939.056-000 РЭ

Лист

6

Име. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Име. № дубл.	Подпись и дата

Измерительный канал	Измерительные компоненты систем	Нормативные документы	Наименование	Регистрационный №	Примечания
Расхода и количества газа	Счётчики газа объёмные диафрагменные с автоматической температурной компенсацией	ГОСТ Р 50818, ГОСТ 28724-90	ОМЕГА ЭК, ОМЕГА ЭК К	40612-09	Погрешность измерений $\pm 5\%$ — в диапазоне от Q_{min} до Q_{nom} ; не более $\pm 2\%$ — в диапазоне от Q_{nom} до Q_{max} .
	Расходомеры газа		СГД-ЗТ, исп. СГД-ЗТ-1, СГД-ЗТ-1И, СГД-ЗТ-2, СГД-ЗТ-2И	39093-13	
	Счетчики газа бытовые с электронным термокомпенсатором СГБЭТ		ВЗЛЕТ ВРС	22589-12	Пределы допускаемой относительной погрешности не более $\pm 3\%$ — в диапазоне от Q_{min} до Q_{nom} ; не более $\pm 1,5\%$ — в диапазоне от Q_{nom} до Q_{max} .
	Устройство мониторинга телеметрических выходов		СГБЭТ	45213-10	
	Устройства мониторинга и контроллеры узлов учёта		УМТВ-10	40349-09	Погрешность внутренних часов ± 2 с/сут с учётом адаптивной коррекции. Расчётная величина погрешности адаптивной коррекции не более $\pm 0,5$ с/сут. Предел допускаемой относительной погрешности измерения количества импульсов $\pm 0,01\%$
			УМ-31 УМ-30НЕО	33755-12 46065-11	Погрешность внутренних часов ± 2 с/сут в межповерочном интервале с учётом адаптивной коррекции

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

СВИОМ.424939.056-000 РЭ

Лист

7

Ине. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Ине. № дубл.	Подпись и дата

Измерительный канал	Измерительные компоненты систем	Нормативные документы	Наименование	Регистрационный №	Примечания
Тепловой энергии и количества (массы и/или объема) теплоносителя	Тепло-счётчики	ГОСТ Р 51649, ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006;	HEBA-05 SA-94 ENBRA-539 SONOMETER 500	56265-14 43231-14 56275-14 58003-14	Класс В, С по ГОСТ Р 51649-2000 Класс 1, 2 по ГОСТ Р ЕН 1434-2011;
	Устройство мониторинга телеметрических выходов		УМТВ-10	40349-09	Погрешность внутренних часов ± 2 с/сут с учётом адаптивной коррекции. Расчётная величина погрешности адаптивной коррекции не более $\pm 0,5$ с/сут. Предел допускаемой относительной погрешности измерения количества импульсов $\pm 0,01\%$
	Устройства мониторинга и контроллеры узлов учёта		УМ-40 УМ-30НЕО	39970-08 46065-11	Погрешность внутренних часов ± 2 с/сут с учётом адаптивной коррекции
			Контроллеры многофункциональные ЭНТЕК	56706-14	

Примечание. В случаях применения в системах счётчиков энергоресурсов с импульсным телеметрическим выходом, привязку ко времени и преобразование в именованные величины производят УСПД. В таких случаях УСПД (УМ) являются частью ИИК.

Допускается использование первичных устройств учёта и устройств сбора и передачи данных других типов, изготовленных по ГОСТ и внесённых в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

СВИОМ.424939.056-000 РЭ

Лист

8

2.1 Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Основные метрологические характеристики ИК объема и расхода природного газа в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям, тепловой энергии, количества (массы и/или объема) теплоносителя, объема и расхода холодной и горячей воды, измерения электрической энергии.

Измерительный канал	Метрологические характеристики	Значение характеристик
- объема и расхода газа в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям	Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от $Q_{\min} = 0,016$ до $Q_{\max} = 6$ $Q_{\text{ном}} = 1,6$
	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, в диапазоне расходов $Q_{\min} \leq Q < 0,1 Q_{\text{ном}}$	$\pm 3,0$
	в диапазоне расходов $0,1 Q_{\text{ном}} \leq Q < Q_{\max}$	$\pm 1,5$
- тепловой энергии и количества (массы и/или объема) теплоносителя (с теплосчетчиками НЕВА-05)	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерениях:	$\pm(2+4\Delta t_{\min}/\Delta t+0,01 G_{\text{в}}/G)$
	- количества теплоты при разности температур от 3 до 145 °С	либо $\pm(3+4\Delta t_{\min}/\Delta t+0,02 G_{\text{в}}/G)$
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	$\pm 2,0$
	- давления	$\pm 2,0$
- тепловой энергии и количества (массы и/или объема) теплоносителя (с теплосчетчиками SA-94)	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерениях:	$\pm(2+4\Delta t_{\min}/\Delta t+0,01 G_{\text{в}}/G)$
	- количества теплоты при разности температур от 3 до 140 °С	
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	$\pm 2,0$
	- давления	$\pm 2,0$
- тепловой энергии и количества (массы и/или объема) теплоносителя (с теплосчетчиками ENBRA-539)	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерениях:	$\pm 6,0$ $\pm 5,0$ $\pm 4,0$
	- количества теплоты при разности температур от 3 °С до 75 °С	
	$3\text{ °С} \leq \Delta t < 10\text{ °С}$	
	$10\text{ °С} \leq \Delta t < 20\text{ °С}$	
	$\Delta T \geq 20\text{ °С}$	$\pm 4,0$
	- объемного расхода теплоносителя	$\pm 3,0$
	- температуры (абсолютная)	$\pm(0,6+0,004t)$

Име. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Име. № дубл.
Подпись и дата	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

СВИОМ.424939.056-000 РЭ

Лист

9

Измерительный канал	Метрологические характеристики	Значение характеристик
- тепловой энергии и количества (массы и/или объема) теплоносителя (с теплосчетчиками SONOMETER 500)	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 3 °С до 87 °С $3\text{ °С} \leq \Delta t < 10\text{ °С}$ $10\text{ °С} \leq \Delta t < 20\text{ °С}$ $\Delta T \geq 20\text{ °С}$	 $\pm 6,0$ $\pm 5,0$ $\pm 4,0$
	- объемного расхода теплоносителя	$\pm (2+0,02q_p/q)$
	- температуры (абсолютная)	$\pm (0,6+0,004t)$
- объема/расхода воды со счетчиками воды крыльчатými с импульсным выходом по ГОСТ Р 50601-93	Номинальный расход (по холодной воде), м ³ /ч	от 0,6 до 15
	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерениях в диапазоне расходов: от $q_{\min}$ до q_t от q_t до $q_{\max}$	± 5 $\pm 2,0$
- активной и реактивной электроэнергии (со счетчиками электроэнергии)	3-фазные 380/220 В, 5-50 А, 47-53 Гц	$\pm (0,5 - 2,0) \%$ в зависимости от класса точности

Примечания к таблице 2:

1 За рабочий принимается диапазон расходов, в котором относительная погрешность не превышает ± 2 либо $\pm 1 \%$.

2 Δt - значение разности температур в подающем и обратном трубопроводах теплообменного контура, $\Delta t_{\min}$ ее минимальное значение, t , —температура теплоносителя °С;°С;

G и G_v - значения расхода теплоносителя и его наибольшее значение в подающем трубопроводе (в одинаковых единицах измерений).

$q_{\min}$, q_t и $q_{\max}$ — минимальное, переходное и максимальное значение расхода воды соответственно , м³/ч.

Основные метрологические характеристики ИК активной и реактивной электроэнергии зависят от класса точности применяемых счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов напряжения и тока, режимов работы вторичных цепей измерительных трансформаторов, и определяются согласно РД 34.09.101-94.

Погрешности ИК в рабочих условиях обусловлены дополнительными температурными погрешностями применяемых счетчиков электроэнергии и определяются их классами точности.

Метрологические характеристики измерительных каналов тепловой энергии (количества теплоты), количества (массы и/или объема) теплоносителя, объема и расхода холодной и горячей воды, объема природного газа в рабочих условиях не зависят от способов передачи измерительной информации на верхний уровень системы и определяются метрологическими характеристиками приборов учета.

Инь. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

СВИУМ.424939.056-000 РЭ

Лист

10

Характеристики систем, реализованных с применением устройств, вошедших и не вошедших в перечень Таблицы 1 должны соответствовать характеристикам, перечисленным в Таблице 2.

Основные характеристики систем

Таблица 3.

№	Характеристика	Значение
1	Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В Частота, Гц	220±15% 50±1 Гц
2	Потребляемая мощность, ВА/Вт	В соответствии с документацией на составные части
3	Диапазон измерения расхода/потребления энергоресурса: кВт*ч; МВт*ч; квар*ч; Мвар*ч; л*ч; м ³ *ч; Гкал*ч	0...9999999999
4	Диапазон измерения электрической мощности: кВт; квар; МВт; Мвар	0...9999999999
5	Диапазон измерения объема и массы газообразных, жидких и твердых веществ: л; м ³ ; кг; т.	0...9999999999
6	Условия эксплуатации Температура, °С Влажность, %	-20 до +50°С для электронных блоков. -40 до +50°С по отдельному заказу. До 90% при температуре 25°С
7	Срок службы не менее, лет	20
8	Предел допускаемой абсолютной погрешности по времени, секунд в сутки	± 5
9	Интервал задания границ тарифных зон, минут	15
10	Наработка на отказ, часов, не менее	50000
11	Устойчивость к воздействию внешних факторов (температуры, влажности, атмосферного давления) составных частей системы.	Согласно эксплуатационной документации на эти приборы (составные части).
12	Пределы допускаемой относительной погрешности по любому измеряемому энергоресурсу с учетом или без учета тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации в цифровом виде и определяются классами точности применяемых счетчиков энергоресурсов, измерительных трансформаторов и преобразователей количества импульсов в поименованную величину.	Устанавливается в соответствии с ГОСТ 8.401-80, раздел 2
13	Пределы допускаемых дополнительных погрешностей от влияния внешних факторов по любому измеряемому энергоресурсу с учетом или без учета тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации в цифровом виде и определяются классами точности применяемых счетчиков энергоресурсов, измерительных трансформаторов и преобразователей количества импульсов в поименованную величину.	Устанавливается в соответствии с ГОСТ 8.401-80, раздел 2
14	Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по любому энергоресурсу получаемой за счет математической обработки с учетом или без учета тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации в цифровом виде и определяются классами точности применяемых счетчиков энергоресурсов, измерительных трансформаторов и преобразователей количества импульсов в поименованную величину	Устанавливается в соответствии с ГОСТ 8.401-80, раздел 2
15	Глубина хранения собранной информации о потреблении/выработки энергоресурса, лет, не менее	3,5

Инв. № подл.	Подпись и дата	
	Инв. № дубл.	
	Взам. инв. №	
	Подпись и дата	
	Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

СВИОМ.424939.056-000 РЭ

Лист

11

3. Автоматизируемые функции

Для целей контроля и технического учета система автоматизирует следующие функции:

- Измерение учетных показателей для целей контроля и технического учета по всем точкам учета с указанным периодом усреднения;
- Периодический и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени данных о приращении энергоресурса с заданной дискретностью учета;
- Хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение минимум 3,5 лет;
- Обеспечение ежесуточного резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- Разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- Предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны смежных организаций по установленным протоколам и регламентам;
- Обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- Диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- Конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- Учет потерь электроэнергии от точки поставки до точки измерения;
- Осуществляют мониторинг режима потребления энергоресурса;
- Повышают достоверность, оперативность и точность учета, за счет современных средств учета и увеличения степени защиты оборудования и полученной информации от несанкционированного вмешательства.
- Обеспечивают привязку всех уровней системы к единому календарному времени с точностью не хуже ± 5 секунд в сутки.

4. Устройство и работа

Системы учета энергоресурсов АИИС КУЭ «СИМ-ЭНЕРГО» могут быть построены по двух или трехуровневой схеме. Системы проектируются и компонуются для конкретных объектов, количество уровней определяется требованиями заказчика и особенностями конкретной системы.

4.1. Двухуровневые системы

В двухуровневых системах верхний уровень (ИБК) включает в себя один или несколько компьютеров, объединенных в локальную сеть, с установленным программным обеспечением «СИМ-ЭНЕРГО» (это «ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ «Romonitoring. NET» или «ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСКУЭ «HOUSE MONITORING.4»», «SCADA «КАСКАД», «Пирамида 2000», «ПО АльфаЦЕНТР», «Программное обеспечение SCADA системы ЭНТЕК (и платформы программирования EnLogic)», «Программный комплекс Энфорс». Типы ПО и варианты их применения зависят от проектного решения. При необходимости формирования бумажных отчетных форм, к компьютерам могут быть подключены один или несколько принтеров.

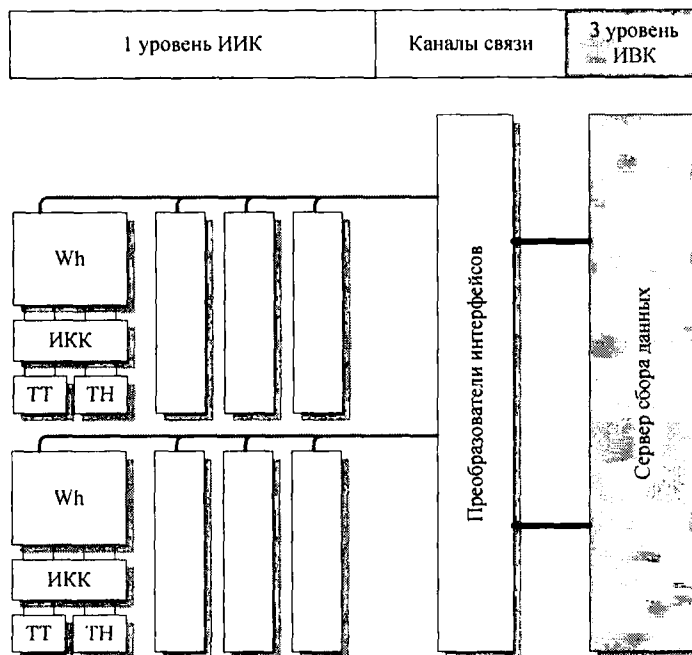
В соответствии с регламентом опроса по каналам связи производится опрос приборов учета энергоресурсов нижнего уровня (ИИК). Нижний уровень системы включает приборы из таблицы 1 уровень ИИК. Приборы учета устанавливаются на

Име. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Име. № дубл.	Подпись и дата	СВЮМ.424939.056-000 РЭ					Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

объекте в согласованных с энергосбытовыми организациями местах в установленном порядке. Все приборы учета соединяются информационной сетью с компьютеров уровня ИБК. Передача информации на верхний уровень может осуществляться как непосредственно с приборов учета по интерфейсам RS232/RS485/CAN, так и при помощи каналообразующего оборудования или преобразователя интерфейсов. Программные средства защиты уровня ИБК осуществляют проверку информации на целостность передаваемых данных. При обнаружении ошибки производится повторный запрос данных от соответствующего прибора учета.

На рисунке приведена примерная структура двухуровневой системы АИИС КУЭ в частном случае используемая для учета электроэнергии.

Структура двухуровневой системы АИИС КУЭ



Системы выполняют функцию генерации отчетов, расчета балансов потребления/расхода энергоресурса, построение графиков по точкам учета и группам учета. Так же в системах предусмотрены средства для отображения и долговременного хранения собранной информации.

4.2. Трёхуровневые системы

Трёхуровневые системы, кроме указанных в двухуровневых системах уровней ИИК и ИБК содержат уровень ИБКЭ, который включает один или несколько устройств сбора и передачи данных (УСПД) перечисленных в таблице 1, уровень ИБКЭ. УСПД устанавливаются в местах определяемых проектом на систему учета в щитах учета, в стойках или непосредственно на горизонтальном или вертикальном основании и с помощью цифровых интерфейсов RS232/RS485/CAN подключаются к одному или группе ИИК согласно с проектной документацией и спецификацией на интерфейсы. При этом УСПД осуществляет опрос приборов учета и синхронизацию времени приборов учета в соответствии с регламентом. При обнаружении ошибок в передаче данных или нарушении целостности данных УСПД осуществляет повторный запрос данных от соответствующего прибора учета.

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

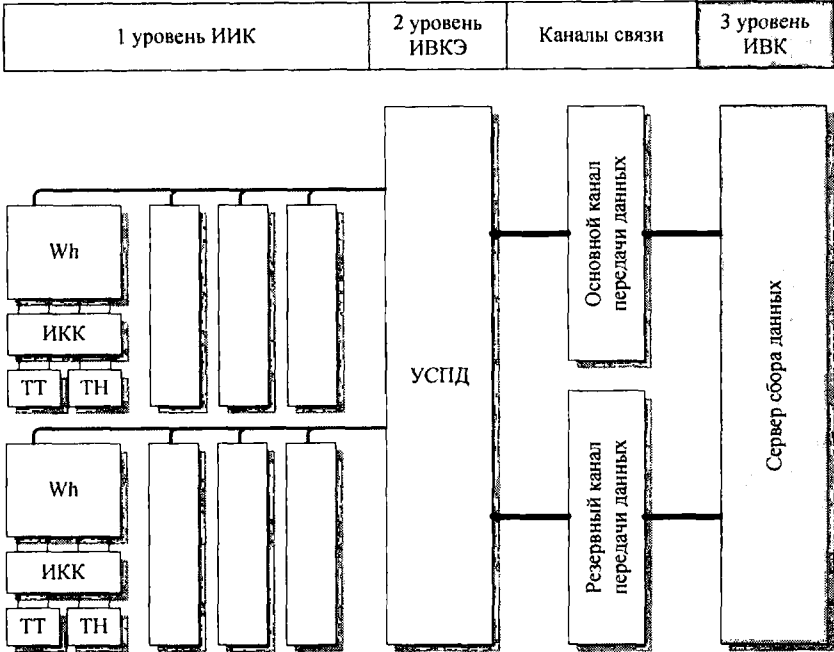
СВИОМ.424939.056-000 РЭ

Лист

13

На рисунке приведена примерная структура трехуровневой системы АИИС КУЭ в частном случае используемая для учета электроэнергии.

Структура трехуровневой системы АИИС КУЭ



В случаях применения в системах счётчиков энергоресурсов с импульсным телеметрическим выходом, привязку ко времени и преобразование в именованные величины производят УСПД. В таких случаях УСПД (УМ) являются частью ИИК.

Для передачи накопленной информации от ИВКЭ на уровень ИВК, УСПД использует цифровые каналы связи. Команды на синхронизацию времени УСПД подает ИВК в соответствии с регламентом.

Допускается комбинация двухуровневых и трехуровневых подсистем в составе одной системы учета.

4.3. Работа со счётчиками энергоресурсов

Первичные устройства учёта энергоресурсов являются обязательными компонентами АИИСКУЭ «СИМ-ЭНЕРГО». На уровне ИИК эти устройства осуществляют:

- преобразование конкретного вида энергоресурса в поименованную величину
- вычислительные функции учёта энергоресурса
- привязку измеренных/вычисленных данных к единому календарному времени
- передачу значения энергоресурса, преобразованного в поименованную величину, по выделенным каналам связи на УСПД (уровень ИВКЭ)

4.4. Работа с УСПД

Использование УСПД не является обязательным условием работы систем. Необходимость его использования определяется проектом на систему. Подключение интерфейсных и питающих кабелей, конфигурирование и работа УСПД описывается в

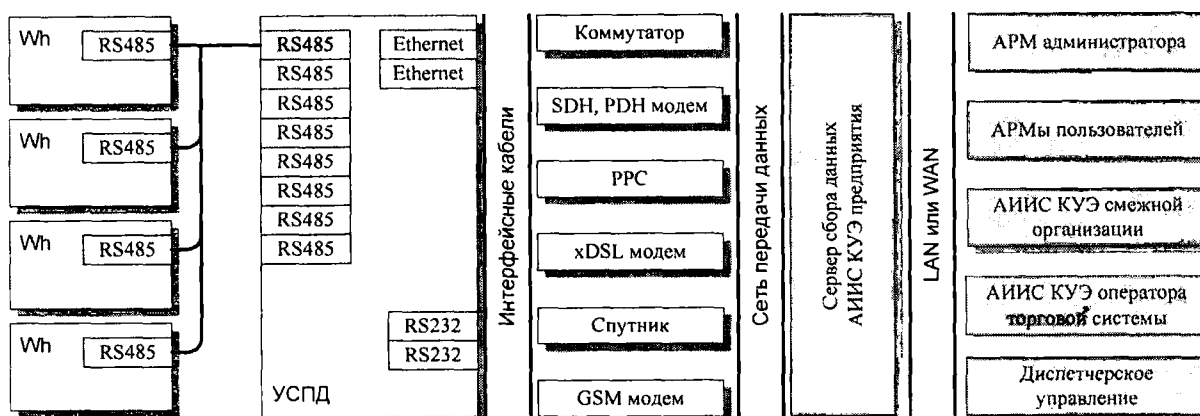
Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Формат А4

Использование каналов связи на всех уровнях системы



Применение того или иного типа канала связи определяется на этапе проектирования систем исходя из возможности получения на объекте доступа к желаемому каналу связи.

Наиболее предпочтительными и надежными являются цифровые каналы на базе оптоволоконных и/или выделенных линий. Наиболее легкодоступными являются GSM/GPRS каналы связи сотовых операторов.

В системах предусмотрена возможность постепенного ввода каналов в эксплуатацию. При построении систем объектов на начальных этапах (при отсутствии других каналов) для отладки можно пользоваться внешним GSM/GPRS модемом, а если канал GPRS запроектирован как резервный или будет использоваться для прямого доступа к счетчикам, заказать модификацию УСПД со встроенным GSM/GPRS модемом. При наличии в проекте ВОЛС на объекте основной и резервный канал могут быть организованы на базе 10/100 Ethernet портов. Остальные типы каналов поддерживаются в УСПД для совмещения современного решения с предыдущими проектными решениями, и их использование рекомендуется при отсутствии целесообразности в прокладке новых каналов.

5. Указание мер безопасности

По степени защиты от поражения электрическим током системы измерительные относятся к классу III по ГОСТ 12.2.007.0.-75(2001)

6. Подключение устройств, входящих в системы

6.1. Подключение кабелей информационных сетей зависит от выбранного протокола обмена. Подключение кабелей информационной сети RS485 (для примера).

В случае работы устройств в составе информационной сети по протоколу RS485, необходимо подать внешнее питание 7..20В постоянного тока. Это напряжение обеспечивает работу части схемы, отвечающую за прием и выдачу информации в соответствии со стандартом RS485.

Подключение кабелей информационной сети RS485, а также питания проводится в соответствии со схемами, приведенными в проектных документах на системы.

При прокладке линий информационной сети рекомендуется использовать кабель «витая пара» сечением 0,25 – 0,5 мм². В случае, когда длина кабеля между самыми удаленными приборами в сети превышает 1200м, а также когда число приборов сети превышает 128, используется ретранслятор 485/485. Ретранслятор включается в разрыв сети.

Ине. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Ине. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

СВИОМ.424939.056-000 РЭ

Лист

16

6.2. Подключение счетчиков энергоресурсов с цифровым выходом.

Подключение линий информационной сети к счетчикам энергоресурсов с цифровым выходом проводится в соответствии с эксплуатационной документацией на эти приборы и проектной документацией на систему.

6.3. Подключение УСПД, а также устройств, обеспечивающих передачу данных из информационной сети систем в УСПД и АРМ.

Подключение УСПД, а также удаленного АРМ производится в соответствии с проектом и руководствами по эксплуатации используемых устройств.

7. Подготовка к использованию

7.1. Подготовка компонентов систем к установке на месте эксплуатации.

Перед установкой компонентов систем проверьте их комплектность в соответствии с паспортом или руководством по эксплуатации. Выполните внешний осмотр с целью выявления механических повреждений устройств. Если устройства находились в условиях, отличных от условий эксплуатации, то перед вводом в эксплуатацию необходимо выдержать их в указанных условиях не менее 2 ч.

7.2. Размещение

При выборе места и способов установки устройств, следует руководствоваться критериями, оговоренными в паспортах или руководствах по эксплуатации на устройства.

7.3. Подготовка к работе

Перед началом работы убедитесь в соответствии подключения внешних устройств, требованиям п. 6.

Перед началом эксплуатации рекомендуется убедиться в работоспособности первичных устройств учёта и УСПД. При наличии ошибок необходимо принять меры к их устранению.

8. Техническое обслуживание

Техническое обслуживание должно проводиться лицами, изучившими настоящее руководство по эксплуатации и эксплуатационную документацию на устройства системы. Периодическое обслуживание заключается в осмотре внешнего вида устройств, в снятии измерительной информации, в проверке линий связи со счетчиками энергоресурсов, в устранении причин, вызывающих ошибки в работе.

Осмотр рекомендуется проводить не реже 1 раза в год, при этом проверяется надежность крепления приборов на месте эксплуатации, состояние кабельных линий и сохранность пломб.

9. Методика поверки

Методика поверки распространяется на измерительные каналы системы «СИМ-ЭНЕРГО» и устанавливает методы и средства первичной, периодической и внеочередной поверки.

Поверке подлежит каждый ИК системы «СИМ-ЭНЕРГО», реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергаются поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

Первичной поверке подлежат системы «СИМ-ЭНЕРГО» после проведения их опытной эксплуатации.

Име. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Име. № дубл.	Подпись и дата	СВИОМ.424939.056-000 РЭ					Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Периодической поверке подлежат системы «СИМ-ЭНЕРГО», находящиеся в эксплуатации. По согласованию с пользователем системы «СИМ-ЭНЕРГО» допускается поверка только по фактически используемым ИК.

Межповерочный интервал системы «СИМ-ЭНЕРГО» — 4 года. Измерительные компоненты подлежат поверке с периодичностью, установленной в нормативной документации на их поверку.

Внеочередной поверке (в полном объеме настоящей методики) подлежат системы «СИМ-ЭНЕРГО» в случае утраты документа, подтверждающего их поверку.

После ремонта системы «СИМ-ЭНЕРГО» путем замены неработоспособного измерительного компонента на исправный компонент, поверенный в установленном порядке, а также после ремонта (замены) связующего или вспомогательного компонента, поверку системы «СИМ-ЭНЕРГО» не проводят, при этом в паспорте системы «СИМ-ЭНЕРГО» должна быть сделана соответствующая запись.

9.1 Операции поверки

При проведении поверки систем «СИМ-ЭНЕРГО» должны выполняться операции, указанные в таблице 4.

Таблица 3

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при:	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Поверка компонентов	9.6.1	Да	Да
2. Внешний осмотр	9.6.2	да	да
3. Опробование	9.6.3	да	да
4. Проверка метрологических характеристик измерительных компонентов	9.6.4	да	да
5. Проверка достоверности передачи измеренных значений	9.6.5	да	да
6. Проверка точности установки времени	9.6.6	да	да
7. Проверка соответствия программного обеспечения	9.6.7	Да	Да

9.2 Средства поверки

При проведении поверки измерительных компонентов систем «СИМ-ЭНЕРГО» применяются средства измерений и вспомогательные компоненты, указанные в НД по поверке на соответствующие измерительные компоненты.

Средства поверки должны иметь действующие документы, подтверждающие их поверку.

9.3 Требования безопасности

При проведении поверки должны выполняться следующие требования безопасности:

- к проведению поверки допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности;
- вся аппаратура, питающаяся от сети переменного тока, должна быть заземлена;
- любые подключения к приборам производить при отключенном питании сети;
- все разъемные соединения линий электропитания и линий связи должны

Име. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Име. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

СВИУМ.424939.056-000 РЭ

Лист

18

быть исправны;

– при проведении испытаний следует руководствоваться соблюдать требования безопасности, предусмотренные, «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.1.019.-79, ГОСТ 12.2.091-94 и требования безопасности, указанные в технической документации на эталоны и вспомогательное оборудование.

9.4 Условия проведения поверки

При проведении поверки систем «СИМ-ЭНЕРГО» должны быть соблюдены следующие условия:

- относительная влажность окружающего воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.);
- напряжение питания от 187 до 242 В;
- частота сети питания от 49 до 51 Гц.
- внешние электрические и магнитные поля (кроме Земного), влияющие на работу систем, отсутствуют.

9.5 Подготовка к проведению поверки

9.5.1 Уточняется состав поверяемых систем, количество измерительных каналов, количество и типы компонентов систем, и их соответствие паспорту на поверяемую систему (по представленной документации на компоненты).

9.5.2 Проводятся подготовительные работы, изложенные в документации на измерительные, связующие, вычислительные и вспомогательные компоненты систем.

9.5.3 Проводится проверка работоспособности программного обеспечения систем в соответствии с эксплуатационной документацией.

9.6 Проведение поверки

9.6.1 Поверка компонентов

Поверку и оформление ее результатов для измерительных компонентов (средств измерений) проводят в соответствии с требованиями нормативной технической документации на их поверку.

Компоненты, не прошедшие поверку, к применению в составе данного ИК не допускаются, при этом поверка других компонент данного ИК или компонент других ИК продолжается.

9.6.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре систем «СИМ-ЭНЕРГО» проверяется:

- комплектность системы на соответствие паспорту;
- наличие пломб на измерительных компонентах;
- наличие свидетельств о поверке, и/или поверительных клейм у измерительных компонентов системы;
- отсутствие внешних повреждений линий связи;
- отсутствие дефектов, препятствующих чтению надписей и маркировки компонентов системы, регистрации (фиксированию) показаний по дисплеям счётчиков энергоресурсов и монитору АРМ;
- отсутствие на компонентах системы трещин, сколов и других механических повреждений, влияющих на работоспособность компонентов системы;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Инв. № подл.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	СВЮМ.424939.056-000 РЭ	19

- отсутствие повреждений сетевых шнуров и герметичных вводов.

9.6.3 Опробование

При опробовании проверяется отображение измеряемых параметров на мониторе АРМ, работоспособность и управление системы в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации.

Результаты проверки считаются положительными, если функционирование и управление систем осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

9.6.4 Проверка метрологических характеристик измерительных компонентов

В каждом измерительном канале систем проверяется измерительный компонент (тип и заводской номер прибора) на соответствие перечню, приведенному в паспорте.

Проверяется наличие действующих свидетельств (или соответствующих записей в паспорте) о поверке на все измерительные компоненты, входящие в состав систем.

Результаты поверки считаются положительными, если:

- тип и заводской номер каждого измерительного компонента соответствуют паспорту на систему;
- каждый измерительный компонент имеет действующее свидетельство (или соответствующую запись в паспорте) о поверке, выданные метрологической службой, аккредитованной на право поверки данного типа средств измерений.

9.6.5 Проверка достоверности передачи измеренных значений

Проверка достоверности передачи измеренных значений проводится в следующей последовательности:

- выполнить запрос текущих параметров потребления энергоресурсов (тип и количество параметров приводится в паспорте) непосредственно с АРМ оператора;
- выполнить запрос текущих параметров потребления энергоресурсов (тип и количество параметров приводится в паспорте) непосредственно подключившись к УСПД (если УСПД присутствует в системе) с помощью программы конфигурирования;
- выполнить запрос текущих параметров потребления энергоресурсов (тип и количество параметров приводится в паспорте) непосредственно подключившись к прибору учета с помощью заводской программы для настройки.

Результаты проверки считаются положительными, если значения параметров потребления, полученные непосредственно с прибора учета, с УСПД и в АРМ оператора различаются не более чем на 0,1%.

9.6.5 Проверка точности установки времени

Перед выполнением корректировки необходимо убедиться в точности внутренних часов компьютера, используя радиоприемник, настроенный на прием радиостанции "Маяк" или используя функцию точного времени сети Интернет.

Корректировка и проверка точности установки внутренних часов приборов учета энергоресурсов с цифровым выходом, а также УСПД проводится с использованием персонального компьютера и программного обеспечения, входящего в состав систем.

Результат проверки считают положительным, если системное время

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	СВЮМ.424939.056-000 РЭ Лист 20
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

корректируется и после коррекции разность показаний внутренних часов компонентов системы и системного времени не превышает ± 5 с.

9.6.7 Для подтверждения соответствия ПО системы необходимо проверить:

- наименование ПО в окне «о программе»;
- контрольную сумму метрологически значимой части ПО в окне «о программе»;
- проверить средства защиты ПО от преднамеренного и непреднамеренного изменения (наличие паролей доступа к ПО).

ПО считается подтвержденным, если наименование программы и контрольная сумма метрологически значимой части ПО не противоречат приведенным в описании типа на систему.

9.7 Оформление результатов поверки

При положительных результатах первичной или периодической поверки в паспорте на систему (объединённом с РЭ) ставится дата проведения поверки, подпись и оттиск клейма поверителя или выдается свидетельство о поверке системы в соответствии с требованиями ПР 50.2.006-94 с оформлением перечня измерительных каналов.

При отрицательных результатах поверки одного или нескольких измерительных каналов выдается извещение о непригодности измерительного канала (каналов). В этом случае в свидетельстве о поверке указывается перечень только тех измерительных каналов, которые прошли поверку с положительным результатом. Измерительные каналы с отрицательным результатом поверки к эксплуатации не допускаются. После получения положительных результатов поверки данных измерительных каналов, выдается свидетельство о поверке с указанием даты очередной поверки, соответствующей дате очередной поверки всей системы в целом.

10. Маркировка

10.1. Местом маркировки систем является Руководство по эксплуатации на систему (объединено с Паспортом). Требования к маркировке – по ГОСТ 21552-84.

10.1.1. Маркировка систем должна содержать:

- знак утверждения типа средств измерений (титульный лист РЭ, типографским способом);
- наименование и товарный знак предприятия-изготовителя (титульный лист РЭ);
- шифр или условное обозначение и вариант исполнения (титульный лист РЭ);
- заводской номер по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- оттиск поверительного клейма (на свидетельстве о поверке);
- дата изготовления.

Дата поверки и оттиск поверительного клейма должны быть указаны в Свидетельстве о поверке.

10.1.2. Требования к транспортной маркировке, в соответствии с требованиями нормативной документации на компоненты систем.

11. Правила хранения и транспортирования

Устройства, входящие в состав систем, в упаковке предприятия-изготовителя транспортируют любым видом транспорта в крытых транспортных средствах на любые расстояния. Во время транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ транспортная

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	10.1. Местом маркировки систем является Руководство по эксплуатации на систему (объединено с Паспортом). Требования к маркировке – по ГОСТ 21552-84. 10.1.1. Маркировка систем должна содержать: • знак утверждения типа средств измерений (титульный лист РЭ, типографским способом); • наименование и товарный знак предприятия-изготовителя (титульный лист РЭ); • шифр или условное обозначение и вариант исполнения (титульный лист РЭ); • заводской номер по системе нумерации предприятия-изготовителя; • оттиск поверительного клейма (на свидетельстве о поверке); • дата изготовления. Дата поверки и оттиск поверительного клейма должны быть указаны в Свидетельстве о поверке. 10.1.2. Требования к транспортной маркировке, в соответствии с требованиями нормативной документации на компоненты систем.	11. Правила хранения и транспортирования Устройства, входящие в состав систем, в упаковке предприятия-изготовителя транспортируют любым видом транспорта в крытых транспортных средствах на любые расстояния. Во время транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ транспортная	СВИУМ.424939.056-000 РЭ	Лист				
								21				
								Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

тара не должна подвергаться резким ударам и прямому воздействию атмосферных осадков и пыли.

Предельные условия транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ:

- температура окружающего воздуха -25°C +55°C
- относительная влажность воздуха не более 95%
- атмосферное давление не менее 61,33 кПа (460 мм рт.ст)

Хранение устройств в упаковке на складах изготовителя и потребителя должно быть не хуже чем установлено условиями «5» ГОСТ15150.

12. Свидетельство о приёмке

АИИС КУЭ «СИМ-ЭНЕРГО» СВЮМ.424939.056, зав.№
соответствует требованиям проектной и эксплуатационной документации и
признана годной для эксплуатации.

Приёмку произвёл: / /

Дата выпуска _____

М.П.

Ине. № подл.	Подпись и дата				Взам. инв. №	Ине. № дубл.	Подпись и дата		