



**СОГЛАСОВАНО**  
Руководитель ГЦИ СИ  
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

31 » августа 2009 г.

<b>Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Липецкая энергосбытовая компания» (АИИС КУЭ ОАО «ЛЭСК»)</b>	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>44417-09</u>
---	--

Изготовлена ЗАО «ГазЭнерго» для коммерческого учета электроэнергии на объектах: ОАО ЛМЗ «Свободный Сокол», ООО «Роскондитерпром», ООО «ЛГЭК» по проектной документации ЗАО «ГазЭнерго» ЛЭСК.411711.2481.109.01, согласованной с ОАО «Липецкая энергосбытовая компания», ОАО «АТС», заводской номер 001.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Липецкая энергосбытовая компания» (далее – АИИС КУЭ ОАО «ЛЭСК») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, принадлежащими ОАО ЛМЗ «Свободный Сокол», ООО «Роскондитерпром», ООО «ЛГЭК», являющимися потребителями ООО «Городская энергосбытовая компания», в интересах которых последнее намерено приобретать электрическую энергию и мощность с Оптового рынка электрической энергии и мощности (далее ОРЭМ), сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов со смежными организациями и оперативного управления потреблением и выработкой электроэнергии.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30);
- автоматическое хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в смежные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных, хранящихся в АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений и включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИИК (информационно-измерительный комплекс) – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746 и ГОСТ 1983 соответственно, счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S/0,5 (9 шт.) по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S/0,5 (6 шт.), СЭТ-4ТМ.03М.08 класса точности 0,2S/0,5 (4 шт.), ПСЧ-4ТМ.05М.04 класса точности 0,2S/0,5 (4 шт.) по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах (присоединениях), указанных в таблице 1 (23 измерительных канала).

2-й уровень – ИВКЭ (информационно-вычислительный комплекс электроустановки) – включает в себя одно устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «ЭКОМ-3000М» со встроенным GPS-приемником точного времени.

3-й уровень – (ИВК) информационно-измерительный комплекс – включает в себя каналобразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ HP Proliant DL165G5p, автоматизированное рабочее место персонала на базе ЭВМ Intel Pentium 4 и специализированное программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов по проводным линиям связи поступают на входы счетчиков электроэнергии. В счетчике осуществляется выборка мгновенных значений напряжения и тока, преобразование их в цифровой код и передача по скоростному каналу микроконтроллеру. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений силы электрического тока и напряжения производит вычисление усредненных за период 0,02 с значений активной мощности, среднеквадратических значений напряжения и тока в каждой фазе. По вычисленным значениям активной мощности, напряжения и тока вычисляются полная и реактивная 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 по беспроводным линиям связи (посредством GSM-модема) поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на третий уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера АИИС КУЭ посредством сети Internet (основной канал) или посредством сотовой связи через GSM-модем (резервный канал).

Используемое в составе АИИС КУЭ программное обеспечение «Энергосфера» позволяет производить сбор данных с УСПД, обработку, хранение полученных данных на жёстких дисках сервера, осуществлять передачу данных в смежные системы, в том числе в филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - Липецкое РДУ, ОАО «АТС», отображать с помощью АРМ эти данные в наглядной форме (таблицы, графики), вести оперативный контроль средней (получасовой) мощности, дифференцированной по времени суток, выводить полученную информацию на печать.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). GPS-приемник входит в состав УСПД «ЭКОМ-3000М». Время УСПД синхронизировано со временем приемника, сличение происходит один раз в сутки, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера АИИС КУЭ со временем УСПД «ЭКОМ-3000М» осуществляется каждые 30 мин, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД  $\pm 1$ с. Корректировка времени счетчиков выполняется один раз в сутки при расхождении со временем УСПД  $\pm 3$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

### ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

№ точки измерения	Наименование объекта, присоединения	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ГПП-1 ОАО ЛМЗ «Свободный Сокол» ОРУ- 110 кВ ВЛ- 110 кВ «Пра- вая»	ТФЗМ- 150Б1-У1 600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3086 Зав. № 3094 Зав. № 3088	НКФ-110- 83У1 110000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 38797 Зав. № 38716 Зав. № 38807	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811081685	ЭКОМ- 3000М Зав. № 07092493	Активная, реактивная	$\pm 1,1$	$\pm 1,7$
				$\pm 2,6$			$\pm 2,7$	
2	ГПП-1 ОАО ЛМЗ «Сво- бодный Сокол» ОРУ- 110 кВ ВЛ- 110 кВ «Ле- вая»	ТФЗМ- 150Б1-У1 600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3084 Зав. № 3096 Зав. № 3091	НКФ-110- 83У1 110000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 38653 Зав. № 38786 Зав. № 38728	СЭТ 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811081748		Активная, реактивная	$\pm 1,1$	$\pm 1,7$
				$\pm 2,6$			$\pm 2,7$	
3	РП-36, РУ-6 кВ яч.6, ввод 1, 6 кВ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 903 Зав. № 1554 Зав. № 1659	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1540	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811080907	Активная, реактивная	$\pm 1,1$	$\pm 1,8$	
				$\pm 2,6$		$\pm 3,2$		
4	РП-36, РУ-6 кВ яч.16, ввод 2, 6 кВ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 1564 Зав. № 1558 Зав. № 1563	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1552	СЭТ 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811080900	Активная, реактивная	$\pm 1,1$	$\pm 1,8$	
				$\pm 2,6$		$\pm 3,2$		

Продолжение таблицы 1

№ точки измерения	Наименование объекта, присоединения	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
5	РП-47, РУ-6 кВ яч.1	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 4867 Зав. № 4783	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 45	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106078234	ЭКОМ- 3000М Зав. № 07092493	Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,8 ±2,7
6	РП-47, РУ-6 кВ яч.2	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3218 Зав. № 4719		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106071116		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,8 ±2,7
7	РП-47, РУ-6 кВ яч.5	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 75087 Зав. № 75254		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107070138		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,8 ±2,7
8	РП-47, РУ-6 кВ яч.13	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 6489 Зав. № 6797	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 6494	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106079042		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,8 ±2,7
9	ПС-42, РУ-10 кВ яч.9	ТОЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 31627 Зав. № 33214	ЗНОЛ.06- 10У3 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 4159 Зав. № 6269 Зав. № 6442	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811080858		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,8 ±3,2
10	ПС-42, РУ-10 кВ яч.21	ТОЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 40053 Зав. № 40059	НОЛ.08 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. №11907 Зав. № 2256 Зав. №17131	СЭТ 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811080208		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,8 ±3,2
11	ПС-2, РУ-6 кВ яч.16, "Горсеть № 3"	ТПФМ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 11006 Зав. № 11074	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3405	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106078240		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,7 ±2,5
12	ПС-2, РУ-6 кВ яч.17, "Горсеть № 4"	ТПОЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 4383 Зав. № 4381		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107070216		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,7 ±2,5
13	ПС-2, РУ-6 кВ яч.4, "Горсеть № 5"	ТПОЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3330 Зав. № 4359	НАМИТ-10 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1107	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107070124		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,7 ±2,5

Продолжение таблицы 1

№ точки измерения	Наименование объекта, присоединения	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
14	РП-36, РУ-6 кВ яч.2, "Горсеть № 7"	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 10596 Зав. № 49616	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1540	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106079035	ЭКОМ- 3000М Зав. № 07092493	Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,8 ±2,7
15	РП-36, РУ-6 кВ яч.12, "Гор- сеть № 6"	ТПЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 1633 Зав. № 3106	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1552	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107071014		Активная, реактивная	±1,1 ±2,6	±1,8 ±2,7
16	ТП-3 РУ-0,4 кВ яч. 3 (ввод 1)	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 00400 Зав. № 00313 Зав. № 00211	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804090773		Активная, реактивная	±0,8 ±2,2	±1,6 ±3,0
17	ТП-3 РУ-0,4 кВ яч. 7 (ввод 2)	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 00403 Зав. № 00408 Зав. № 00401	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804090878		Активная, реактивная	±0,8 ±2,2	±1,6 ±3,0
18	ТП-3 РУ-0,4 кВ яч. 16 (ввод 3)	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 00613 Зав. № 00315 Зав. № 00314	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804090752		Активная, реактивная	±0,8 ±2,2	±1,6 ±3,0
19	ТП-3 РУ-0,4 кВ яч. 12 (ввод 4)	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 00601 Зав. № 00609 Зав. № 00608	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804090766		Активная, реактивная	±0,8 ±2,2	±1,6 ±3,0
20	ТП-2 РУ-0,4 кВ ячейка № 2 (ввод №1)	ТШ-0,66 1500/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 69543 Зав. № 29599 Зав. № 69522	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612080740		Активная, реактивная	±1,0 ±2,4	±2,2 ±4,2
21	ТП-2 РУ-0,4 кВ ячейка № 1 (ввод №1)	Т-0,66 2000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 002174 Зав. № 002185 Зав. № 002173	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612080893		Активная, реактивная	±1,0 ±2,4	±2,2 ±4,2

Окончание таблицы 1

№ точки измерения	Наименование объекта, присоединения	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
22	ТП-2 РУ-0,4 кВ ячейка № 6 (ввод №2)	ТШН-0,66 1500/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 8811 Зав. № 8812 Зав. № 8813	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611080430	ЭКОМ- 3000М Зав. № 07092493	Активная, реактивная	±1,0	±2,2
							±2,4	±4,2
23	ТП-2 РУ-0,4 кВ ячейка № 5 (ввод №2)	Т-0,66 2000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 76577 Зав. № 76590 Зав. № 002170	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611080402		Активная, реактивная	±1,0	±2,2
					±2,4		±4,2	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40°C до + 60°C, для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (08), ПСЧ-4ТМ.05М.04 и СЭТ-4ТМ.03 от минус 40°C до + 60°C, для УСПД от минус 10 °C до +50 °C;
4. Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином, cosφ = 0,9 инд.;
  - температура окружающей среды (20 ± 5) °C;
5. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,05 ÷ 1,0) Ином, cosφ = 0,8 инд.;
  - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 30°C до + 35°C, для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (08), ПСЧ-4ТМ.05М.04 и СЭТ-4ТМ.03: точки измерения № 1, 2, 11-13 от 0°C до + 35°C, точки измерения № 3-10, 14-23 от минус 20°C до + 35°C; для УСПД от +10°C до +35°C;
6. Трансформаторы тока соответствуют ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения - ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии - ГОСТ Р 52323 – для СЭТ-4ТМ.03М(08), ПСЧ-4ТМ.05М.04, ГОСТ 30206 – для СЭТ-4ТМ.03 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425– для СЭТ-4ТМ.03М(08), ПСЧ-4ТМ.05М.04, ГОСТ 26035 – для СЭТ-4ТМ.03 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Допускается замена счетчиков электрической энергии на аналогичные с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ  $T_0 = 140\ 000$  час (для СЭТ-4ТМ.03М (08), ПСЧ-4ТМ.05М.04),  $T_0 = 90\ 000$  час (для СЭТ-4ТМ.03) среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  часа;
- УСПД среднее время наработки на отказ  $T_0 = 75\ 000$  час, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 24$  час);
- сервер (параметры надежности  $K_T = 0,99$ ,  $t_v = 1$  час).

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью устройства АВР и двух независимых источников питания с возможностью автоматического переключения с одного источника на другой и обратно;
- резервирование питания электросчетчиков.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - факты параметрирования;
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - факты коррекции времени (изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени);
  - отклонения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - пропадание напряжения.
  
- журнал УСПД:
  - факты параметрирования;
  - факты пропадания напряжения;
  - факты коррекции времени - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
  - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
  - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений;
  - установка текущих значений времени и даты;
  - попытки несанкционированного доступа;
  - факты связи с УСПД, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - перезапуски УСПД (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
  - отключение питания.

Организационные решения:

- наличие эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной колодки;
  - УСПД;
  - сервера;
- наличие защиты на программном уровне:
  - информации:
    - при передаче:
      - результатов измерений;
    - при параметрировании:
      - установка пароля на счетчик;
      - установка пароля на УСПД;
      - установка пароля на сервер;
      - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Возможность проведения измерений следующих величин:

- приращений активной электроэнергии;
- приращений реактивной электроэнергии;
- времени и интервалов времени;

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений:
  - 30-ти минутных приращений (функция автоматизирована);
- сбора:
  - 1 раз в сутки (функция автоматизирована);

Возможность предоставления информации о результатах измерения:

- в смежные организации:
  - ООО «ЛГЭК» в автоматическом режиме посредством сотовой связи с использованием GSM-модема TELEOFIS RX-100R Com GPRS с УСПД (основной канал связи) и с сервера АИИС КУЭ (резервный канал связи);
  - ООО «ГЭСК» (в автоматическом режиме) с сервера АИИС КУЭ посредством с сети Internet (основной канал связи) и сотовой связи с использованием GSM-модема TELEOFIS RX-100R Com GPRS (резервный канал связи);
- в ПАК ОАО «АТС» (в автоматическом режиме) с сервера АИИС КУЭ посредством сети Internet (основной канал связи) и сотовой связи с использованием GSM-модема TELEOFIS RX-100R Com GPRS (резервный канал связи);
- в филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - Липецкое РДУ (в автоматическом режиме) с сервера АИИС КУЭ посредством с сети Internet (основной канал связи) и сотовой связи с использованием GSM-модема TELEOFIS RX-100R Com GPRS (резервный канал связи).

Глубина хранения информации профиля):

- электросчетчик тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 сут (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года
- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы (функция автоматизирована).

Синхронизация времени с использованием модуля GPS (функция автоматизирована).

### **ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно - измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЛЭСК».

### **КОМПЛЕКТНОСТЬ**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.



## ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЛЭСК». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2009г. Перечень эталонов для поверки приведен в методике поверки.

Межповерочный интервал - 4 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты.

- ТТ – поверка в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
  - ТН – поверка в соответствии с МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
  - СЭТ-4ТМ.03М – поверка в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки. ИЛГШ.411152.145 РЭ1»;
  - ПСЧ-4ТМ.05М – поверка в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05М. Методика поверки. ИЛГШ.411152.146 РЭ1»;
  - УСПД «ЭКОМ-3000М» – поверка в соответствии с МИ 1202-86 и документом МП26-292-99 «Программно-технический измерительный комплекс «ЭКОМ». Методика поверки».
- Приемник сигналов точного времени.

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ Р 52425	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
ГОСТ 22261-94.	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002.	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
МИ 3000-2006	«Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЛЭСК» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и во время эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

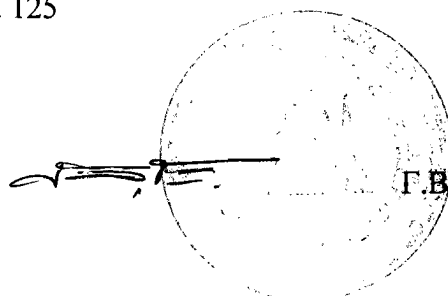
Изготовитель: ЗАО «ГазЭнерго»

113570, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125

Телефон: (495) 228 32 89

Факс: (495) 228 32 89

Генеральный директор ЗАО «ГазЭнерго»



Г.В. Борьева