

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ленэнерго» для энергоснабжения ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Средне-Невский судостроительный завод», ОАО «Усть-Ижорский фанерный комбинат»)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Ленэнерго» для энергоснабжения ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Средне-Невский судостроительный завод», ОАО «Усть-Ижорский фанерный комбинат») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, хранения и обработки данных об измерениях активной и реактивной электроэнергии, а также формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), УСПД RTU-327 (Госреестр № 41907-09), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-1 (Госреестр № 28716-05), технические средства приема-передачи данных и каналобразующую аппаратуру.

3-ий уровень территориально распределен и представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер центра сбора и обработки данных (ЦСОД) филиала ОАО «Ленэнерго» «Пригородные электрические сети» (далее по тексту - филиал ОАО «Ленэнерго» «ПрЭС»), сервер ЦСОД ОАО «Ленэнерго», сервер базы данных (СБД) ОАО «РЖД» и сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройство синхронизации системного времени УСВ-2 (Госреестр № 41681-09), УССВ-16HVS, технические средства приема-передачи данных и каналобразующую аппаратуру.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- сбор, хранение и передача журналов событий счетчиков.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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 ИИК № 1 – 4 посредством линий связи RS-485 поступает в УСПД СИКОН С70, где производится сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), хранение полученных данных. Далее, информация через коммуникатор СИКОН ТС65 по каналам связи стандарта GSM поступает в сервер ЦСОД филиала ОАО «Ленэнерго» «ПрЭС» и по каналу сети «Internet» в СБД ЦСОД ОАО «Ленэнерго».

Цифровой сигнал с выхода счетчика ИИК № 5 посредством линий связи поступает в УСПД RTU 327, где производится сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), хранение полученных данных. Далее, информация по каналам оптоволоконной связи передается в СБД ОАО «РЖД».

Передача информации об энергопотреблении из СБД ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Передача информации об энергопотреблении из СБД ЦСОД ОАО «Ленэнерго» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, в виде отчетов XML-формата, в рамках согласованного сторонами регламента.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляет передачу полученных данных в виде XML-отчетов в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы счетчиков, УСПД, УСВ-1 и УСВ-2, УССВ-16HVS, сервера ЦСОД филиала ОАО «Ленэнерго» «ПрЭС», СБД ЦСОД ОАО «Ленэнерго», СБД ОАО «РЖД» и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Сравнение показаний часов УССВ-16HVS и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УССВ-16HVS и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УССВ УСВ-1 и СБД ЦСОД ОАО «Ленэнерго» происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УССВ УСВ-1 и СБД ЦСОД ОАО «Ленэнерго» на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСВ-2 и сервера ЦСОД филиала ОАО «Ленэнерго» «ПрЭС» происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УССВ УСВ-2 и сервера ЦСОД филиала ОАО «Ленэнерго» «ПрЭС» на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД СИКОН С70 и сервера ЦСОД филиала ОАО «Ленэнерго» «ПрЭС» осуществляется с цикличностью один раз в 30 мин. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД СИКОН С70 и сервера ЦСОД филиала ОАО «Ленэнерго» «ПрЭС» на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК № 1 - 4 и УСПД СИКОН С70 осуществляется с цикличностью один раз в 30 мин. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД RTU 327 и СБД ОАО «РЖД» происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД RTU 327 и СБД ОАО «РЖД» на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УССВ-16HVS и УСПД RTU 327 осуществляется с цикличностью один раз в 30 мин. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УССВ-16HVS и УСПД RTU 327 на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчика ИИК № 5 и УСПД RTU 327 осуществляется с цикличностью один раз в 30 мин. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера на величину более чем  $\pm 1$  с.

## Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО УСПД, ПО серверов АИИС КУЭ. Программные средства серверов АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Пирамида», ПО «Альфа-Центр», ПО «Энергия-Альфа», ПО СОЕВ. ПО «Пирамида 2000» установлено на сервере ЦСОД филиала ОАО «Ленэнерго» и сервере ЦСОД ОАО «Ленэнерго». ПО «Альфа-Центр» и ПО «Энергия-Альфа» и установлено на сервере ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и сервере ОАО «РЖД».

Состав программного обеспечения уровня ИВК АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «Пирамида 2000»	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	Версия 3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
	Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll		b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	
	Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll		d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	
	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll		52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Пирамида 2000»	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	Версия 3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll		48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll		c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll		ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	
	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll		530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
	Модуль расчета величины резинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll		1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	
ПО «Энергия-Альфа»	Экранные формы	Enalpha.exe	Версия 2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	MD5
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей)	Amrserver.exe	3.20.0.0	559f01748d4be825c8cda4c32dc26c56	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		f2958dc53376bc1324effbc01e4de5cd	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		4e1d6c29eb14eb6192d408ea5de3de85	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		0630461101a0d2c1f5005c116f6de042	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	
1.2.0.46 CryptoSendMail	Программа формирования и отправки криптографически защищенных сообщений	CryptoSend-Mail.exe	1.2.0.46	f8b11f8c085fb8290bc458f5db5f979a	MD5
Программный модуль УСВ-1 и УСВ-2	Программный модуль УСВ-1	usv.exe	Версия 1.0	ba558d4565c3cedb9aacb83afd6737b2	MD5

ПО «Альфа-Центр», ПО «Энергия-Альфа» и ПО «Пирамида 2000» не влияют на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование ИИК (присоединения), код точки измерений	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	Сервер	Вид электроэнергии
1	2	3	4	5	6	7	8
ОАО «Средне-Невский судостроительный завод»							
1	ПС-35/6 кВ «Понтонная» (ПС-33), ЗРУ-6 кВ, яч. № 8, КЛ-6 кВ «ф. 33-04»	ТПК-10 Кл. т. 0,5S K <sub>ТТ</sub> =750/5 Зав. №№ 3805100000176, 3805100000175, 3805100000174 Госреестр № 22944-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 Зав. № 3166 Госреестр № 2611-70  НТМИ-6-66 Класс точности 0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 Зав. № 1128 Госреестр № 2611-70	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01160254 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 03795 Госреестр № 28822-05	ЦСОД филиала ОАО «Ленэнерго» «ПрЭС» ЦСОД ОАО «Ленэнерго» ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	Активная Реактивная
2	ПС-35/6 кВ «Понтонная» (ПС-33), ЗРУ-6кВ яч. № 6, КЛ-6 кВ «ф. 33-06»	ТПК-10 Кл. т. 0,5S K <sub>ТТ</sub> =600/5 Зав. №№ 0382110000033, 0382110000032 Госреестр № 22944-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 Зав. № 3166 Госреестр № 2611-70  НТМИ-6-66 Класс точности 0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 Зав. № 1128 Госреестр № 2611-70	Меркурий 230 ART2-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 00717100 Госреестр № 23345-07			Активная Реактивная
ОАО «Усть-Ижорский фанерный комбинат»							
3	ПС-35/6 кВ «Понтонная» (ПС-33), ЗРУ-6 кВ, яч. № 20 КЛ-6 кВ «ф.33-20»	ТПК-10 Кл. т. 0,5S K <sub>ТТ</sub> =400/5 Зав. №№ 3805100000055; 3805100000056; 3805100000052 Госреестр № 22944-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 Зав. № 3166 Госреестр № 2611-70  НТМИ-6-66 класс точности 0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 Зав. № 1128 Госреестр № 2611-70	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01160170 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. №03795 Госреестр № 28822-05	ЦСОД филиала ОАО «Ленэнерго» «ПрЭС» ЦСОД ОАО «Ленэнерго» ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	Активная Реактивная
4	ПС-35/6 кВ «Понтонная» (ПС-33), ЗРУ-6 кВ, яч. № 17, КЛ-6 кВ «ф. 33-17»	ТПК-10 Кл. т. 0,5S K <sub>ТТ</sub> =400/5 Зав. №№ 3805100000310 3805100000311 Госреестр № 22944-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 Зав. № 3166 Госреестр № 2611-70  НТМИ-6-66 класс точности 0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 Зав. № 1128 Госреестр № 2611-70	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01160151 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ПС ЭЧП-9 «Пон- тонная», РУ-10 кВ, КЛ-10 кВ «фидер ФК-10»	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S К <sub>ТТ</sub> =150/5 Зав.№№ 13367; 13366 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 Зав.№№ 5000; 5806; 5807 Госреестр №3344-08	ЕА05L-B4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1035555 Госреестр №16666-97	УСПД RTU 327 Зав. № 000539 Госреестр № 41907-09	Сервер ОАО «РЖД» ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	Активная Реактивная

Таблица 3.

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при из- мерении активной электрической энергии в рабочих условиях экс- плуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,6	±3,4	±2,7	±2,7
5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,2	±1,8	±1,7	±1,7
	0,7	±2,4	±2,0	±1,8	±1,8
	0,5	±2,9	±2,4	±2,1	±2,1
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при из- мерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±12,1	±4,8	±3,3	±3,1
	0,8	±10,1	±3,7	±2,6	±2,6
	0,7	±9,4	±3,3	±2,4	±2,3
	0,5	±8,7	±2,9	±2,2	±2,1
5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±10,6	±3,8	±2,7	±2,5
	0,8	±8,3	±3,2	±2,3	±2,2
	0,7	±7,4	±2,9	±2,2	±2,1
	0,5	±6,5	±2,7	±2,0	±2,0

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность из-  
мерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и  
средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответ-  
ствующие вероятности 0,95.

4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
- сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
- сила тока от  $0,01 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$ ;
- температура окружающей среды:
  - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
  - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
  - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 для ИИК № 1 – 4, ГОСТ 30206-94 для ИИК № 5, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83 для ИИК № 1 - 5;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ - не менее 120000 часов;
- счетчик электроэнергии ЕвроАльфа – среднее время наработки на отказ - не менее 80000 часов;
- счетчик электроэнергии Меркурий ART230 – среднее время наработки на отказ - не менее 150000 часов;
- УССВ УСВ-1 – среднее время наработки на отказ - не менее 35000 часов;
- УССВ УСВ-2 – среднее время наработки на отказ - не менее 35000 часов;
- УССВ УССВ-16HVS – среднее время наработки на отказ не менее 44000 часов;
- УСПД СИКОН 70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- УСПД RTU 327 – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;
- ИВК ИКМ «Пирамида» - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, УСПД, серверах, АРМ;

- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- серверах (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии АЛЬФА А1800 – 180 суток (глубина хранения 4 каналов графиков нагрузки по энергии с длительностью интервала 30 минут без графика по параметрам сети);
- счетчики электроэнергии ЕвроАльфа – до 511 суток;
- счетчики электроэнергии Меркурий 230 ART – не менее 85 суток;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу – не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПК-10	10
	ТЛЮ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
	ЗНОЛ.06-10	3
Счётчик электрической энергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	3
	EA05L-B4	1
	Меркурий 230ART	1
УСПД	СИКОН С 70	1
	RTU 327	1
GSM-модем	Siemens MC35i	1



Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	2
	УСВ-2	1
	УССВ-16 HVS	1
	УССВ- 35HVS	1
Комплекс информационно вычислительный	ИБК ИКМ «Пирамида»	1
GSM-модем	Siemens TC 35i	1
Сервер баз данных	Compaq ProLiant ML 370G5	1
GSM-модем	Siemens TC 35i	1
Сервер управления	HP ML 360 G5	1
Сервер основной БД	HP ML 570 G4	1
Сервер резервный БД	HP ML 570 G4	1
Сервер баз данных, основной	HP ProLiant BL460c G7	1
Сервер баз данных, резервный	HP ProLiant BL460c G7	1
Коммутатор	Cisco MDS 9124e 12 port Fabric Switch	2
GSM модем	Siemens MC-35i	2
Система хранения данных	HP P2000 G3 MSA FC Dual Cntrl LFF Array	1
	2TB 7.2K hot plug 3.5" Dual-port 6G MDL SAS LFF HDD for MSA2000 G2 and P2000 only (AP838A, AP843A, AP845A, AW567A, AW593A, BK830A)	12
	HP 5m Multi-mode OM2 LC/LC FC Cable	2
Методика поверки	МП 1617/550-2013	1
Паспорт-формуляр	13526821.4611.023.ЭД.ПФ	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 1616/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ленэнерго» для энергоснабжения ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Средне-Невский судостроительный завод», ОАО «Усть-Ижорский фанерный комбинат»). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 июля 2013 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счётчиков электрической энергии счетчиков ЕвроАЛЬФА – по документу «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2007 г.;
- счётчиков электрической энергии АЛЬФА А1800 – в соответствии с документом ДЯ-ИМ.411152.018 МП «Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2011 г.;
- счётчика электрической энергии Меркурий 230 ART – по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.
- УСПД СИКОН С70 – по методике поверки ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.
- УСПД RTU-327 – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ.230.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

Термометр – по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°C, цена деления 1°C.

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

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ленэнерго» для энергоснабжения ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Средне-Невский судостроительный завод», ОАО «Усть-Ижорский фанерный комбинат»). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1279/550–01.00229 – 2013 от 17 июля 2013 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС ОАО «Ленэнерго» для энергоснабжения ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Средне-Невский судостроительный завод», ОАО «Усть-Ижорский фанерный комбинат»).**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
3. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
4. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
5. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. 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.
7. ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"

Адрес (юридический): Российская Федерация, 105066, г. Москва, ул. Ольховская д.27, стр.3

Адрес (почтовый): Российская Федерация, 105066, г. Москва, ул. Ольховская д.27, стр.3

Телефон: (495) 926-99-00

Факс: (495) 280-04-50

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства  
по техническому регулирова-  
нию и метрологии

\_\_\_\_\_ Ф. В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013г.