

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП ООО «Берикап» (2-я очередь)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП ООО «Берикап» (2-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации 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 (далее по тексту – ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

Первый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту Сч. и/или счетчики) и вторичные измерительные цепи;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), который включает в себя сервер сбора и хранения баз данных (далее по тексту – сервер), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места администратора и оператора (далее по тексту – АРМ), технические средства приема-передачи данных, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства обеспечения питания технологического оборудования, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве сервера используется компьютер на базе серверной платформы HP ProLiant DL140 Gen3 с установленным программным обеспечением «Пирамида 2000».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-мин. приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- 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 мин.);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение 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;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны программно-аппаратного комплекса Коммерческого оператора (ПАК КО);
- 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;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

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.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков передаются в автоматическом режиме. Прием запросов и передача данных со счетчиков производится посредством беспроводных каналов связи стандарта GSM.

СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет сбор, обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ПАК КО ОАО «АТС», и другим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Синхронизация (коррекция) часов в АИИС КУЭ осуществляется программным способом по специальному алгоритму. Алгоритм включает в себя коррекцию шкалы времени сервера и коррекцию часов счётчиков по сигналам устройства синхронизации времени УСВ-1 (Госреестр № 28716-05).

При реализации этого алгоритма модуль TimeSynhro.exe, входящий в состав пакета программного обеспечения «Пирамида 2000», в соответствии с заданным расписанием (1 раз в 5 сек.), производит отправку запросов на получение значения точного времени от устройства УСВ-1, проверяет системное время ИВК и при расхождении производит коррекцию шкалы времени сервера.

Сравнение текущих значений часов сервера и счетчиков происходит каждый сеанс связи. Коррекция времени встроенных часов счётчика производится один раз в календарные сутки при обнаружении рассогласования времени часов сервера и счетчика на величину более  $\pm 1$  с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

### **Программное обеспечение**

В состав программного обеспечения входит:

- операционная система MS Windows 2000 Professional;
- система управления реляционными базами данных MS Windows SQL Server 2005;
- программное обеспечение «Пирамида 2000».

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1 - Состав программного обеспечения АИИС КУЭ

Идентификационное наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование файла программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии /мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи

измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП ООО «Берикап» (2-я очередь).

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений высокий по Р 50.2.77-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав измерительно-информационных каналов АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	Сервер	
1	2	3	4	5	7	8
1	РП-2 10 кВ, РУ-10 кВ, 1СШ, ф. 29	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=400/5 А - № 24760 С - № 24860 Госреестр № 47958-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 891 Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812137294 Госреестр № 36697-12	HP Proliant ML350R03 SA641 EURO	Активная, Реактивная
2	РП-2 10 кВ, РУ-10 кВ, 2СШ, ф. 28	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=400/5 А - № 24757 С - № 24859 Госреестр № 47958-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 1046 Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802145017 Госреестр № 36697-12		Активная, Реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %							
Номер ИИК	cos φ	d <sub>5</sub> %, I <sub>P5</sub> %		d <sub>20</sub> %, I <sub>P20</sub> %		d <sub>100</sub> %, I <sub>P100</sub> %	
		£ I <sub>Pизм</sub> < I <sub>P20</sub> %	I <sub>P20</sub> %	£ I <sub>Pизм</sub> < I <sub>P100</sub> %	I <sub>P100</sub> %	£ I <sub>Pизм</sub> £ I <sub>P120</sub> %	I <sub>P120</sub> %
1 - 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч. 0,5S)	1	± 2,6		± 2,0		± 1,9	
	0,9	± 2,9		± 2,3		± 2,1	
	0,8	± 3,3		± 2,5		± 2,3	
	0,7	± 3,8		± 2,9		± 2,5	
	0,5	± 5,4		± 3,8		± 3,2	

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %				
Номер ИИК	cos φ	d <sub>5</sub> %		d <sub>100</sub> %
		I <sub>Q 5 %</sub> £ I <sub>Q изм</sub> < I <sub>Q 20 %</sub>	I <sub>Q 20 %</sub> ≤ I <sub>Q изм</sub> < I <sub>Q 100 %</sub>	I <sub>Q 100 %</sub> £ I <sub>Q изм</sub> £ I <sub>Q 120 %</sub>
1 - 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч. 1,0)	0,9	± 6,2	± 4,9	± 4,5
	0,8	± 5,4	± 4,4	± 4,2
	0,7	± 4,8	± 4,1	± 3,9
	0,5	± 4,2	± 3,7	± 3,6

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

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

- 3. 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 минус 15 до плюс 35 °С.

4 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;
- сила тока от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ;
- температура окружающей среды:
  - для счетчиков электроэнергии от минус 15 до плюс 25 °С;
  - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
  - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

5 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики СЭТ-4ТМ.02М по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. 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 2. 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:

- счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСВ-1 – не менее 35 000 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 60 000 часов.

Среднее время восстановления (Тв), при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 168$  часов;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для СОЕВ  $T_v \leq 168$  часов.

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, сервере;
- 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;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М – профиль мощности при времени интегрирования 30 мин. – 113 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений при отключении питания – не менее 5 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульном листе паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока (Госреестр № 47958-11)	ТПОЛ-10	4
Трансформатор напряжения (Госреестр № 20186-00)	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный (Госреестр № 36697-12)	СЭТ-4ТМ.02М.03	2
Устройство синхронизации времени (Госреестр № 28716-05)	УСВ-1	1
Сервер	HP ProLiant DL140 Gen3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-Формуляр	ИЮНД.411711.062. ПС-ФО	1
Методика поверки	МП 1979/550-2014	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 1979/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП ООО «Бери-

кап» (2-я очередь). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 10.12.2014 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счётчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.02М.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

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

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП ООО «Берикап» (2-я очередь). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1413/550-01.00229-2014 от 10.12. 2014 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП ООО «Берикап» (2-я очередь)**

- 1 ГОСТ Р 8.596-2001 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 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 7 ГОСТ 31819.23-2012 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**

Осуществление торговли.

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ИСКРЭН» (ООО «ИСКРЭН»)  
Адрес: 117292, г. Москва, ул. Кржижановского, д. 7, корп. 2, офис 18.  
Телефон: (495) 663-77-47.  
e-mail: [office@iskren.ru](mailto:office@iskren.ru).

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва») 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31.

Телефон: (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.