ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС (далее – АИИС КУЭ БЭС) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов, передачи информации в центр сбора и обработки информации Управления ОАО «Сетевая компания» и другим заинтересованным организациям в согласованных форматах.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ БЭС представляет собой четырехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С1 (Госреестр № 15236-03) или СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) филиала БЭС включает в себя сервер баз данных (СБД), сервер интеллектуального кэширующего маршрутизатора (ИКМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-09), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

4-й уровень – информационно-вычислительный комплекс Управления ОАО «Сетевая компания», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ Управления, сервер интеллектуального кэширующего маршрутизатора, автоматизированные рабочие места и программное обеспечение «Пирамида-2000».

АРМ ИВК представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «Пирамида 2000. АРМ», подключённый к ЛВС филиала БЭС и Управления ОАО «Сетевая компания», считывающий данные об энергопотреблении с сервера баз данных по сети Ethernet. Для этого в настройках коммуникационных параметров ПО «Пирамида 2000. АРМ» указывается IP-адрес сервера.

В качестве СБД используется IBM PC совместимый компьютер в серверном исполнении и каналообразующей аппаратурой. АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к еди-ному календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени показаний счетчиков электрической энергии;
- 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 и розничного рынков электроэнергии;
- 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 (коррекция времени);
- 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, накапливается нарастающим итогом, а также вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485 поступает в УСПД СИКОН С1 или СИКОН С70, где производится сбор, хранение результатов измерений и далее через каналы связи результаты измерений передаются на ИВК АИИС КУЭ.

ИВК 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 заинтересованным организациям в согласованных форматах.

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.

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему (счетчики, УСПД, ИКМ, СБД). Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2. Коррекция времени в УСВ-1 происходит от GPS-приемника.

Сервер синхронизирует время с устройством синхронизации времени УСВ-2. Синхронизация времени сервера происходит с периодичностью один раз в час, коррекция времени сервера с временем УСВ-2 осуществляется независимо от расхождении с временем УСВ-2, тем самым в ИВК обеспечивается ведение всемирного времени с погрешностью, не превосходящей ±1 с.

Сличение времени УСПД с временем сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени более ±1,0 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ±5 с/сутки.

Программное обеспечение

ПО «Пирамида 2000» состоит из двух частей:

ПО «Пирамида 2000. Сервер» является серверной частью ПО «Пирамида 2000». Работает под управление операционной системы Windows на базе Microsoft SQL Server 2008. Выполняет функции:

- обеспечение сбора данных с различных интеллектуальных устройств по различным каналам и протоколам связи;
- ведение точного времени в системе;
- расчеты по собранным данным различных учетных показателей;
- контроль собранных и рассчитанных данных на достоверность;
- подготовка данных для отображения на автоматизированных рабочих местах (АРМ) диспетчеров и операторов комплекса;
- отслеживание состояния системы и регистрация возникающих в ней событий;
- автоматическое формирование и рассылка отчетов для внешних систем;
- обеспечение СОЕВ;
- взаимодействие с другими системами.

ПО «Пирамида 2000. АРМ» является клиентской частью ПО «Пирамида 2000». Работает под управление операционной системы Windows. Выполняет функции:

- подключение к базе данных и сервисам ПО «Пирамида 2000. Сервер»
- отображение и редактирование данных, собранных (рассчитанных) ПО «Пирамида 2000»;
- формирование отчетов.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
"Пирамида 2000"	CalcClients.dll	1.0.0.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
	CalcLeakage.dll	1.0.0.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
	CalcLosses.dll	1.0.0.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
	Metrology.dll	1.0.0.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
	ParseBin.dll	1.0.0.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
	ParseIEC.dll	1.0.0.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
	ParseModbus.dll	1.0.0.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
	ParsePiramida.dll	1.0.0.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
	SynchroNSI.dll	1.0.0.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
	VerifyTime.dll	1.0.0.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 – С.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Сетевая компания» БЭС и их основные метрологические характеристики приведены приведен в Таблице 2.

Таблица 2.

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид измеряемой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		основная погрешность, %	погрешность в рабочих условиях, %
1	Куакбаш (110/35/6) ВЛ-35кВ 25-244	ТФН-35 Кл. точ. 0,5 Ктт=300/5 Госреестр № 664-51	НАМИ-35 Кл. точ. 0,5 Ктт= 35000/100 Госреестр № 19813-00	СЭТ -4ТМ.03М. Кл. точ. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр №28822-05	активная	±1,2	±1,4
						реактивная	±2,8	±3,8
2	ОПХ (110/10) ВЛ-6кВ, ф.6-08	ТЛМ-10-1У3 Кл. точ. 0,5 Ктт=200/5 Госреестр № 2473-00	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точ. 0,5 Ктт= 10000/100 Госреестр № 20186-00	Меркурий 230 ART Кл. точ. 0,5S/1,0 Госреестр № 23345-04	СИКОН С70 Госреестр №28822-05	активная	±1,5	±1,6
						реактивная	±3,1	±4,2
3	Тумбарлы (110/35/6) ВЛ-6кВ, ф.12-0	ТПФМ-10 Кл. точ. 0,5 Ктт=400/5 Госреестр № 814-53	НТМИ - 6 Кл. точ. 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 831-53	СЭТ -4ТМ.03М. Кл. точ. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С1 Госреестр № 15236-03	активная	±1,2	±1,4
						реактивная	±2,8	±3,8
4	Тумбарлы (110/35/6) ВЛ-6кВ, ф.12-1	ТПФМ-10 Кл. точ. 0,5 Ктт=400/5 Госреестр № 814-53	НТМИ - 6 Кл. точ. 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 831-53	СЭТ -4ТМ.03М. Кл. точ. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С1 Госреестр № 15236-03	активная	±1,2	±1,4
						реактивная	±2,8	±3,8
5	Тумбарлы (110/35/6) ВЛ-6кВ, ф.12-2	ТПЛМ-10 Кл. точ. 0,5 Ктт=300/5 Госреестр № 2363-68	НТМИ - 6 Кл. точ. 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 831-53	СЭТ -4ТМ.03М. Кл. точ. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С1 Госреестр № 15236-03	активная	±1,2	±1,4
						реактивная	±2,8	±3,8

6	Тумбарлы (110/35/6) ВЛ-6кВ, ф.12-3	ТПФМ-10 Кл. точ. 0,5 Ктт=200/5 Госреестр № 814-53	НТМИ - 6 Кл. точ. 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 831-53	СЭТ -4ТМ.03М. Кл. точ. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С1 Госреестр № 15236-03	активная	±1,2	±1,4
						реактивная	±2,8	±3,8
7	Тумбарлы (110/35/6) ВЛ-6кВ, ф.12-5	ТПФМ-10 Кл. точ. 0,5 Ктт=200/5 Госреестр № 814-53	НТМИ - 6 Кл. точ. 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 831-53	СЭТ -4ТМ.03М. Кл. точ. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С1 Госреестр № 15236-03	активная	±1,2	±1,4
						реактивная	±2,8	±3,8
8	Тумбарлы (110/35/6) ВЛ-6кВ, ф.12-6	ТПФМ-10 Кл. точ. 0,5 Ктт=400/5 Госреестр № 814-53	НТМИ - 6 Кл. точ. 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 831-53	СЭТ -4ТМ.03М. Кл. точ. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С1 Госреестр № 15236-03	активная	±1,2	±1,4
						реактивная	±2,8	±3,8
9	Тумбарлы (110/35/6) ВЛ-6кВ, ф.12-7	ТПФМ-10 Кл. точ. 0,5 Ктт=400/5 Госреестр № 814-53	НТМИ - 6 Кл. точ. 0,5 Ктт= 6000/100 Госреестр № 831-53	СЭТ -4ТМ.03М. Кл. точ. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С1 Госреестр № 15236-03	активная	±1,2	±1,4
						реактивная	±2,8	±3,8

Примечания:

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

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

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

• напряжение от 0,98- $U_{ном}$ до 1,02- $U_{ном}$;

• сила тока от 1 $I_{ном}$ до 1,2 $I_{ном}$, cosφ=0,9 инд;

• температура окружающей среды (20 ± 5) °С;

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

• напряжение питающей сети от 0,9 $U_{ном}$ до 1,1 $U_{ном}$;

• сила тока от 0,05 $I_{ном}$ до 1,2 $I_{ном}$ для ИИК 1-12;

• температура окружающей среды:

- для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 °С до +60 °С;
- для счетчиков электроэнергии Меркурий 230 ART-00 от минус 40 °С до +55 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
- для сервера от +10 °С до +40 °С
- для УСПД от минус 10 °С до +40 °С

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные 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:

· счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;

· счетчик электроэнергии Меркурий 230 ART-00 – среднее время наработки на отказ не менее 150000 часов;

· УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

· УСПД (СИКОН С70) – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

· УСПД (СИКОН С1) – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

· ИКМ «Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

· для счетчика Тв ≤ 7 суток;

· для УСПД Тв ≤ 24 часа;

· для сервера Тв ≤ 1 час;

· для компьютера АРМ Тв ≤ 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, сервере, 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);
· сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

· счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

· 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 3

Таблица 3

№ п/п	Наименование	Тип	Количество, шт.
1	Трансформатор тока	ТФН-35	2
2	Трансформатор тока	ТЛМ-10-1У3	2
3	Трансформатор тока	ТПФМ-10	12
4	Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
5	Трансформатор напряжения	НАМИ-35	1
6	Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
7	Трансформатор напряжения	НТМИ - 6	2
8	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	8
9	Счётчик электрической энергии	Меркурий 230 ART-00	1
10	Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	2
11	Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С1	1
12	Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
13	Программное обеспечение	"Пирамида 2000"	1
14	Методика поверки		1
15	Формуляр		1
16	Руководство по эксплуатации		1

Поверка

осуществляется по документу МП.359111.02.2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «ЦСМ Татарстан» в августе 2014 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;

- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- Меркурий 230ART-00 по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2007 г.;
- ИКМ «Пирамида» - по методике ВЛСТ 230.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2010 г.;
- УСПД СИКОН С70 – по методике поверки «ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе: АИИС КУЭ ОАО «Сетевая компания» Бугульминские электрические сети Руководство по эксплуатации Часть 2 РЭ.359111.02.2014.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли.

Изготовитель

ОАО «Сетевая компания» филиал Бугульминские электрические сети

Адрес: 423233, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Тургенева, д.29-А. Тел.: 8(85594) 4-97-24 Факс: 8(85594) 4-97-65

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «ЦСМ Татарстан» (ГЦИ СИ ФБУ «ЦМС Татарстан»): 420029, РТ, г. Казань, ул.Журналистов, 24
тел./факс: (843) 291-08-33
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «ЦМС Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30065-09 от 06.11.2009 г.

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому регулированию
и метрологии Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2014 г.