

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Юго-Западный» ОАО «Оборонэнерго», Тамбовская область-2)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Юго-Западный» ОАО «Оборонэнерго», Тамбовская область-2) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов, а так же передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (далее по тексту - ИИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя: сервер сбора данных, сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персональных компьютеров (далее по тексту – ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

В качестве Сервера баз данных (далее Сервер БД) используется сервер SuperMicro SC826A, в качестве Сервера сбора данных (далее Сервер СД), используется сервер ProLiant DL180 G6. Устройством синхронизации времени на уровне ИВК выступает УСВ-2 (Госреестр № 41681-10). Данное оборудование установлено в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) ОАО «Оборонэнергосбыт».

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Сервер СД периодичностью один раз в сутки, либо по запросу администратора АИИС КУЭ, посредством технологии TCP/IP и GPRS (основной вид связи) или в режиме канальной передачи данных с использованием технологии CSD (резервный вид связи) через GSM-Коммуникатор С-1.02 (производства ННПО им. М.В. Фрунзе), опрашивает ИИК и считывает с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения фиксируются и записываются в базу данных.

Сервер СД осуществляет передачу информации на Сервер БД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт». На уровне ИВК (Серверами СД и БД) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Один раз в сутки (или по запросу) Сервер БД ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML (регламентируются Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и вередния реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности), и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС», а так же смежному субъекту оптового рынка электроэнергии.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях системы. Для синхронизации шкалы времени в состав ИВК (на каждый сервер) входят устройства синхронизации системного времени типа УСВ-2. Устройство синхронизации системного времени синхронизируют часы по сигналам времени, получаемых от GPS/ГЛОНАСС приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации выходного импульса 1 Гц к шкале координирования времени UTC составляют не более $\pm 0,01$ с.

Сервер СД и Сервер БД уровня ИВК, периодически, но не реже 1 раза в час, сравнивает свое системное время с временем УСВ-2, в случае расхождения превышающие ± 1 с производит коррекцию в соответствии с временем УСВ-2.

Сравнение времени счетчиков производит непосредственно Сервер СД ИВК при ежедневном сеансе связи. Корректировка времени проводится при расхождении показаний часов ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки.

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

Программное обеспечение

На уровне ИВК АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» (Госрееср №21906-11), в состав которого входят метрологически значимые библиотеки, указанные в таблицах 1 - 9. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Идентификационные данные программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблицах 1 - 9.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль расчета небаланса энергии/мощности»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	52e28d7b608799bb3 ccea41b548d2c83

Таблица 5 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7

Таблица 6 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f

Таблица 7 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f

Таблица 8 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09

Таблица 9 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого уровня ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 10.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблице 11.

Таблица 10 - Состав первого уровня ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав первого уровня ИИК			Вид энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	ЦРП 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. №11	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 1001; 1002 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 12235 Госреестр № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1110110369 Госреестр № 46634-11	активная, реактивная
2	ЦРП 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-2 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 229015; 229016; 229014 Госреестр № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1110130057 Госреестр № 46634-11	активная, реактивная

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
3	ТП-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Зав. № 310287; 310296; 311635 Госреестр № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1110130141 Госреестр № 46634-11	активная, реактивная
4	ТП-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-2 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Зав. № 310294; 310297; 310290 Госреестр № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1110130134 Госреестр № 46634-11	активная, реактивная

Таблица 11 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		d ₁₍₂₎ %,	d ₅ %,	d ₂₀ %,	d ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,2	±2,6
2 – 4 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	±2,3	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±2,7	±1,7	±1,5	±1,5
	0,8	±3,2	±2,0	±1,6	±1,6
	0,7	±3,8	±2,3	±1,8	±1,8
	0,5	±5,5	±3,2	±2,3	±2,3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,1	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,1	±3,0	±2,5
	0,7	-	±4,3	±2,6	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
2 – 4 (Сч. 1,0; ТТ 0,5S)	0,9	±11,6	±4,5	±2,9	±2,7
	0,8	±8,7	±3,5	±2,4	±2,3
	0,7	±7,4	±3,1	±2,2	±2,1
	0,5	±6,2	±2,7	±2,0	±2,0

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

Примечания:

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

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

3 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005;

4 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 10. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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.

Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,85 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
- сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$;
- температура окружающей среды:
- для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

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;

– счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов;

– промышленные серверы SuperMicro SC826A и HP ProLiant DL180 G6 – средний срок службы 20 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью протоколов IP/TCP и протоколов модемной связи с помощью технологии GSM.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа (пломбирование) счетчика.

- наличие защиты на программном уровне (разграничение прав доступа посредством установки паролей на счетчике и на серверах)

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована).

- серверах уровня ИБК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутные приращения электропотребления (выработки) активной и реактивной в двух направлениях не менее 45 суток, при отключении питания – не менее 10 лет;

- ИБК – 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 12.

Таблица 12 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	T-0,66	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Сервер СД	ProLiant DL180 G6	1
Сервер БД	SuperMicro SC826A	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	2
Методика поверки	РТ-МП-2749-500-2015	1
Паспорт – формуляр	150615/550-2015 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-2749-500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Юго-Западный» ОАО «Оборонэнерго», Тамбовская область-2). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 10.11.2015 г..

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

- счетчиков ПСЧ.4ТМ.05МК – по документу «Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- ИИС «Пирамида» - по документу «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»;
- УСВ-2 – по документу ВЛСТ 237.00.000МП «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ;
- 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 и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Юго-Западный» ОАО «Оборонэнерго», Тамбовская область-2). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений 1874/550-01.00229-2015 от 10.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Юго-Западный» ОАО «Оборонэнерго», Тамбовская область-2)

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Изготовитель

ОАО «Оборонэнергосбыт»
ИНН 7704731218
Адрес: Москва, ул. Образцова, д.4А, корп. 1
Телефон: (495) 935-70-08; Факс: (495) 935-70-09

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)
117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11; Факс (499) 124-99-96
Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2015 г.