

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оборонэнергосбыт» по Тюменской области №1 (ГТП Антипино, Кыштырла, Онохино) модернизированная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оборонэнергосбыт» по Тюменской области №1 (ГТП Антипино, Кыштырла, Онохино) модернизированная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Измерительные комплексы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс, включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН), измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), multifunctional счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту - ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД) регионального отделения АО «Оборонэнергосбыт», основной и резервный серверы баз данных (СБД) АО «Оборонэнергосбыт», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройства синхронизации времени УСВ-2 (Госреестр № 41681-09), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве ССД используется сервер HP Proliant DL180G06, установленный в региональном отделении АО «Оборонэнергосбыт». В качестве СБД используются серверы SuperMicro SC826A. СБД установлен в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) АО «Оборонэнергосбыт».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и нарастающим итогом на начало расчетного периода (день, месяц);
- 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;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- 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);
- ведение журналов событий счетчиков и ИВК.

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.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи и далее через коммуникатор по сети Интернет поступает на ССД (в случае если отсутствует TCP-соединение с контроллером, сервер устанавливает CSD-соединение через GSM-модем и по нему считывает данные). ССД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на СБД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть АО «Оборонэнергосбыт» (основной канал) либо по электронной почте путем отправки файла с данными, оформленными в соответствии с протоколом «Пирамида» (резервный канал). СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2. Коррекция времени в УСВ-2 происходит от GPS-приёмника.

ССД и СБД синхронизируют время с устройствами синхронизации времени УСВ-2. Синхронизация времени серверов происходит каждый час, коррекция времени серверов с временем УСВ-2 осуществляется независимо от расхождения с временем УСВ-2, т.е. серверы входят в режим подчинения устройствам точного времени и устанавливают время с УСВ-2.

Сличение времени счетчиков с временем ССД, установленном в региональном отделении АО «Оборонэнергосбыт», происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки.

Коррекция времени счетчиков с временем ССД происходит при расхождении времени счетчиков с временем ССД на величину более ± 1 с.

Пределы абсолютной погрешности СОЕВ не превышает ± 5 секунд в сутки.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программного обеспечения (ПО).

Под стандартизированным ПО используются операционные системы линейки Microsoft Windows а также Системы управления базами данных. Данное ПО имеет сертификаты соответствия Федеральной службы по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК России) и пригодно к применению на территории Российской Федерации.

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программный комплекс ПО «Пирамида 2000». Данное ПО функционирует на уровне ИВК

Метрологически значимой частью ПО «Пирамида 2000» являются специализированные программные части (модули). Данные программные части выполняют функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета. Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО «Пирамида 2000» приведены в таблицах 1.1-1.9.

Таблица 1.1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Другие идентификационные данные	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета

Таблица 1.2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6
Другие идентификационные данные	Модуль расчета небаланса энергии/мощности

Таблица 1.3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Другие идентификационные данные	Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах

Таблица 1.4

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	52e28d7b608799bb3 ccea41b548d2c83
Другие идентификационные данные	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений

Таблица 1.5

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Другие идентификационные данные	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе

Таблица 1.6

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Другие идентификационные данные	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК

Таблица 1.7

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Другие идентификационные данные	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида

Таблица 1.8

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Другие идентификационные данные	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации

Таблица 1.9

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Другие идентификационные данные	Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ. Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня ИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИК	Наименование объекта	Состав 1-го уровня ИК		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	2	3	4	5
1	РП-10 кВ РУ-10 кВ, яч. 28	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 36394; 36414 Госреестр № 2363-68	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3313 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0808113706 Госреестр № 36697-08
2	ПС Кыштырла 110/10/6 кВ РУ-6 кВ, яч. 17, ф. 5	ТПЛ-10-М кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 2011; 1672 Госреестр № 22192-07	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1250 Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.04 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0803113191 Госреестр № 36697-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
3	ПС Кыштырла 110/10/6 кВ РУ-6 кВ, яч. 13, ф. 7	ТПЛ-10-М кл. т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Зав. № 1668; 1778 Госреестр № 22192-07	НТМИ-6 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Зав. № 1250 Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.04 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0803113198 Госреестр № 36697-08
4	ПС Кыштырла 110/10/6 кВ РУ-6 кВ, яч. 11, ф. 8	ТПЛ-10-М кл. т 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Зав. № 490; 493 Госреестр № 22192-07	НТМИ-6 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Зав. № 1250 Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.04 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0803113226 Госреестр № 36697-08
5	ПС Кыштырла 110/10/6 кВ РУ-6 кВ, яч. 9, ф. 9	ТПЛ-СВЭЛ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Зав. № 1281861; 1281862 Госреестр № 44701-10	НТМИ-6 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Зав. № 1250 Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.04 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0803113142 Госреестр № 36697-08
6	ПС Онохино 110/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 6, ф. "ТП В/Ч"	ТЛМ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Зав. № 2251; 4713 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10-95 У2 кл. т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Зав. № 658 Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.04 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0803113240 Госреестр № 36697-08

Таблица 3

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

Примечания:

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

2. В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 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 15 до 25 °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 $0,05 I_{ном}$ 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.

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

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 5 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.

7. Вид энергии для всех ИК АИИС КУЭ - активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ 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;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, 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);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 45 суток;
- 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

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Кол-во, шт
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформатор тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	1
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М	6
Контроллер	СИКОН ТС65	3
Сервер СД АО «Оборонэнергосбыт»	HP ProLiant DL180G6	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	2
Сервер портов RS-232	Moxa NPort 5410	1
GSM Модем	Teleofis RX100-R	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000 RM	1
Сервер БД АО «Оборонэнергосбыт»	SuperMicro 6026T-NTR+ (825-7)	2
GSM Модем	Cinterion MC35i	2
Коммутатор	3Com 2952-SFP Plus	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 3000 RM	2
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.539 ПФ	1
Методика поверки	РТ-МП-3563-500-2016	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3568-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оборонэнергосбыт» по Тюменской области №1 (ГТП Антипино, Кыштырла, Онохино) модернизированная. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 17.10.2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- для счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- для устройства синхронизации времени УСВ-2 - по документу ВЛСТ 237.00.000И1, утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2009 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы 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;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения во вторичных цепях ТН - по МИ 3000-2006.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Тюменской области №1 (ГТП Антипино, Кыштырла, Онохино) Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0015/2011-01.00324-2011 от 18.11.2011

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оборонэнергосбыт» по Тюменской области №1 (ГТП Антипино, Кыштырла, Онохино) модернизированная

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис» (ООО «Корпорация «ЭССС»)

ИНН 7731634534

Адрес: 600021, г.Владимир, ул.Мира, д.4а, офис №3

Юридический адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Телефон: 8 (4922) 33-81-51, 34-67-26

Факс: 8 (4922) 42-44-93

Заявитель

Акционерное общество «Оборонэнергосбыт» (АО «Оборонэнергосбыт»)

ИНН 7704731218

Адрес: 127055, г. Москва, ул. Образцова, д.4А, корп. 1

Тел: 8 (495) 935-70-08

Факс: 8 (495) 935-70-09

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве»

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел. 8 (495) 544-00-00, Факс 8 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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.

« ____ » _____ 2016 г.