

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО ПДК «Апшеронск»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО ПДК «Апшеронск» (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 трех уровней:

1-й 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;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее ИВКЭ) который включает в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) контроллер СИКОН С50 (Госреестр № 28523-05), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), который включает в себя сервер сбора и хранения баз данных (далее по тексту – сервер), 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, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве сервера используется компьютер на базе серверной платформы HP ProLiant ML310e Gen8v2 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 в контроллер СИКОН С50. Прием запросов и передача данных со счетчиков, установленных на ПС-110/10 кВ «ПДК» производится посредством проводных линий связи по интерфейсам RS-485. Прием запросов и передача данных со счетчика, установленного на ПС-110/35/10/6 кВ «Апшеронск» 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 встроенных часов контроллера СИКОН С50 производится по сигналам единого календарного времени, принимаемым через устройство синхронизации системного времени УСВ-2 производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии».

Синхронизация часов сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется от контроллера СИКОН С50 по порту «Ethernet».

Сравнение текущих значений встроенных часов контроллера СИКОН С50 и встроенных часов счетчиков происходит каждый сеанс связи. Коррекция времени встроенных часов счетчика производится один раз в календарные сутки при обнаружении рассогласования времени часов УСПД и счетчика на величину более ± 1 с

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

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения входит:

- операционная система MS Windows 2012 Server;
- система управления реляционными базами данных MS Windows SQL 2012 Server;
- программное обеспечение «Пирамида 2000»;

Состав программного обеспечения «Пирамида 2000» приведён в таблице 1.

Таблица 1

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 измерения электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электроэнергии, а также разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО "Пирамида 2000" не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО ПДК «Апшеронск».

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК			УСПД	Сервер	Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110/10 «ПДК», ОРУ-110 кВ, Т-1	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S; Ктт: 600/5 Зав. № 3618-12 Зав. № 3617-12 Зав. № 3619-12 Госреестр № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн: 110000/ÖВ/100/ÖВ Зав. № 8110 Зав. № 7987 Зав. № 8156 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812111179 Госреестр № 36697-08	СИКОН С50 Зав. № 647	HP ProLiant ML310e Gen8v2 Зав. № CZ142202FS	Активная, Реактивная
2	ПС 110/10 «ПДК», ОРУ-110 кВ, Т-2	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S; Ктт: 600/5 Зав. № 3679-12 Зав. № 3680-12 Зав. № 3681-12 Госреестр № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн: 110000/ÖВ/100/ÖВ Зав. № 8260 Зав. № 8148 Зав. № 8266 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812113019 Госреестр № 36697-08			Активная, Реактивная
3	ПС 110/35/6 кВ «Апшеронская», РУ-35 кВ, 1 с.ш., ф. «ВЛ 35 кВ «ДОК»	ТОЛ-35 Кл. т. 0,5; Ктт: 50/5 Зав. № 284 Зав. № 307 Госреестр № 21256-07	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн: 35000/ÖВ/100/ÖВ Зав. № 1309727 Зав. № 1309725 Зав. № 1309702 Госреестр № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0109058192 Госреестр № 27524-04			Активная, Реактивная
			ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн: 35000/ÖВ/100/ÖВ Зав. № 1509284 Зав. № 1504646 Зав. № 1509281 Госреестр № 912-05				

Таблица 3

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

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·Uном до 1,02·Uном;
- сила тока от Iном до 1,2·Iном, cos j = 0,9 инд;
- температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

4 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети 0,9·Uном до 1,1·Uном;
- сила тока от 0,01·Iном до 1,2·Iном для ИИК № 1-2; от 0,05 Iном до 1,2 Iном для ИИК № 3;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 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.03М по ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 30206-94 для ИИК № 3) в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 52425-2005 (ГОСТ 26035-83 для ИИК № 3) в режиме измерения реактивной электроэнергии, счетчики СЭТ-4ТМ.03 по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 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.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – средняя время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- УСПД контроллер СИКОН С50 – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;
- УСВ-2 – не менее 35 000 часов.
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 140 200 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, УСПД, 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 счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени счетчике.

Наличие фиксации в журнале событий УСПД следующих событий:

- фактов параметрирования;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени в счетчике и УСПД.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03 – профиль мощности при времени интегрирования 30 мин. – 113 суток;
- УСПД контроллер СИКОН С50 – график приращений энергии за интервал 30 мин. – 45 суток, при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств 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 4.

Таблица 4

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТВГ-110	6
Трансформатор тока	ТОЛ-35	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	2
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	1
УСПД	СИКОН С50	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	HP ProLiant ML310e Gen8v2	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-Формуляр	ИЮНД.411711.059. ПС-ФО	1
Методика поверки	МП 1904/550-2014	1

Поверка

осуществляется по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО ПДК «Апшеронск». Методика поверки. МП 1904/550-2014», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 05 сентября 2014 года.

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 электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г;
- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г;
- для УСВ-2 – по методике поверки ВЛСТ 237.00.000И1, утверждённой ГЦИ СИ ВНИИФТРИ в 2009 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 ЗАО ПДК «Апшеронск». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1390/550-01.00229-2014.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

- 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 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

При осуществлении 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

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
Тел. (495) 544-00-00; <http://www.rostest.ru>
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

Ф. В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.