

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВНИИНМ им. А.А.Бочвара»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВНИИНМ им. А.А.Бочвара») (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, установленный в помещении главного энергетика АО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара», сервер АО «Атомэнергопромсбыт», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) ПО «Пирамида 2000» и УСВ-3.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Для ИК №7, 8 цифровой сигнал с выходов счетчиков по каналу связи сети Internet поступает на сервер базы данных, установленный в помещении главного энергетика АО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара».

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на преобразователь MOXA NPort 5430, далее по каналу связи сети Ethernet поступает на сервер базы данных, установленный в помещении главного энергетика АО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара». На сервере базы данных выполняется обработка измерительной информации, в частности, осуществляется вычисление электроэнергии и

мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Из сервера базы данных информация передается по каналу связи Internet в виде xml-макета формата 80020 на сервер АО «Атомэнергопромсбыт».

Передача информации от сервера АО «Атомэнергопромсбыт» в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени УСВ-3, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности временного положения фронта синхросигнала 1 Гц относительно шкалы времени UTC и UTC(SU) для УСВ-3 ± 100 мкс.

Сервер АО «Атомэнергопромсбыт», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-3. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

Сервер базы данных, установленный в помещении главного энергетика АО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-3. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков и сервера базы данных производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера базы данных ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты) до и после проведения процедуры коррекции часов указанных устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВНИИНМ им. А.А.Бочвара») используется ПО «Пирамида» версии не ниже 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
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

Продолжение таблицы 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3 215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc2 3ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 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 электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер п/п	Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счётчик	ИБК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
АО «ВНИИНМ им. А.А.Бочвара»									
1	1	РТП-12041 10/0,4 кВ, ввод от КЛ- 10кВ 12041 $\alpha+\beta$	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 393338; Зав. № 40557	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 2277	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01060456	HP Proliant DL160 Gen9 Зав. № CZ2446039P	активная	±1,2	±3,5
							реактивная	±2,8	±5,7
2	2	РТП-12041 10/0,4 кВ, ввод от КЛ- 10кВ 12041 $\gamma+\delta$	ТПЛ-10; ТПЛ-10 УЗ Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 38771; Зав. № 11266	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 2662	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01060455	HP Proliant DL180 Gen6 Зав. № CZJ033031L	активная	±1,2	±3,5
							реактивная	±2,8	±5,7
3	3	РТП-10181 10/0,4 кВ, ввод от КЛ- 10кВ 10181 α	ТПЛ-10-М; ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 2877; Зав. № 0122	НОМ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1410; Зав. № 980	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01060297		активная	±1,2	±3,5
							реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	4	РТП-10181 10/0,4 кВ, ввод от КЛ- 10кВ 10181 В	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 2206; Зав. № 0156	НОМ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 542; Зав. № 685	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01060446	HP Proliant DL160 Gen9 Зав. № CZ2446039P HP Proliant DL180 Gen6 Зав. № CZJ033031L	активная	±1,2	±3,5
							реактивная	±2,8	±5,7
5	7	ТП-11391 10/0,4кВ, Ввод-0,4кВ Т-3	ТК-20 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 20017; Зав. № 20019; Зав. № 51377	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1103151062		активная	±1,0	±3,4
							реактивная	±2,4	±5,9
6	8	ТП-11391 10/0,4кВ, Ввод-0,4кВ Т-4	ТК-20 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 51330; Зав. № 95403; Зав. № 21649	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1103151013		активная	±1,0	±3,4
							реактивная	±2,4	±5,9

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение $(0,98 - 1,02) U_{ном}$; ток $(1,0 - 1,2) I_{ном}$, частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos j = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5) \%$;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1) U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 - 1,2) I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos j (\sin j)$ 0,5 – 1,0 $(0,87 - 0,5)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1) U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01 - 1,2) I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos j (\sin j)$ - 0,5 – 1,0 $(0,87 - 0,5)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

– относительная влажность воздуха $(40 - 60) \%$;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2 от минус 40 °С до плюс 55 °С;

– для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.04 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха $(70 \pm 5) \%$;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 – 4, 7, 8 от минус 10 °С до плюс 40 °С.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.02.2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.04 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 256554$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВНИИНМ им. А.А.Бочвара») типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	3
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10 УЗ	1276-59	1
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	22192-03	1
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	29390-05	3
Трансформаторы тока стационарные	ТК-20	1407-60	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	2
Трансформаторы	НОМ-10	363-49	4
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	46634-11	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	2
Программное обеспечение	«Пирамида»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 62246-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВНИИНМ им. А.А.Бочвара»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02.2 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.04 – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- Устройство синхронизации времени УСВ-3 – по документу «Инструкция. Устройство синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки ВЛСТ 240.00.000 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (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;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до - 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВНИИНМ им. А.А.Бочвара»), аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВНИИНМ им. А.А.Бочвара»)

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

Общество с ограниченной ответственностью «Техпроминжиниринг»
(ООО «Техпроминжиниринг»)
ИНН 2465209432
Адрес: 660127, г.Красноярск, ул. Мате Залки, 4 «Г»
Тел./факс: 7 (391) 277-66-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д.42, помещение I, комната 12

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.