

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НижегородЭнергоТрейд» (ОАО «Рикор Электроникс»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НижегородЭнергоТрейд» (ОАО «Рикор Электроникс») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 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 52322-2005 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 каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее УСВ-2) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-2, принимающим сигналы точного времени от

спутников глобальной системы позиционирования (GPS). УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов ИВК «Пирамида». Коррекция часов ИВК «Пирамида» проводится вне зависимости от наличия расхождения часов ИВК «Пирамида» и времени УСВ-2, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов ИВК «Пирамида» и времени УСВ-2 не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов ИВК «Пирамида» с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится вне зависимости от наличия расхождения часов счетчика и ИВК «Пирамида». Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «НижегородЭнергоТрейд» (ОАО «Рикор Электроникс») используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0 от 23.06.2014, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. 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 ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», зарегистрированы в Госреестре СИ РФ (Пер. № 21906-11).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 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 АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2

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

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/35/10 кВ «Орбита»								
1	ПС 110/35/10 кВ «Орбита», РУ-10 кВ, 1 СцШ-10 кВ, яч. 9 КЛ-1003	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 8218; Зав. № 8404	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 482	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 08051573	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,3
2	ПС 110/35/10 кВ «Орбита», РУ-10 кВ, 1 СцШ-10 кВ, яч. 11 КЛ-1004	ТЛМ-10-2У3 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 2727; Зав. № 6857	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 482	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1101160308	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
3	ПС 110/35/10 кВ «Орбита», РУ-10 кВ, 2 СцШ-10 кВ, яч. 25 КЛ-1013	ТЛМ-10-2У3 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 2624; Зав. № 2629	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 10000/100 Зав. № 3609	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 08051065	-	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/35/10 кВ «Арзамас-110», ЗТП-121 10/0,4 кВ								
4	РП-6 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СцШ-10 кВ, яч. 23 ф.33	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 87279; Зав. № 87272	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1490	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0120071867	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
РП-6 10 кВ								
5	РП-6 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СцШ-10 кВ, яч. 21 ф. 21	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 42897; Зав. № 42805	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 3628	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0120071694	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
6	РП-6 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СцШ-10 кВ, яч. 22 ф. 22	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 51155; Зав. № 50699	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1490	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0120071493	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
КТП-1 10/0,4 кВ								
7	КТП-1 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ЩУ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 1103163028	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±2,9 ±5,5
КТП-7 10/0,4 кВ, ШСУ №1-0,4 кВ								
8	ВРУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 1103162915	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±2,9 ±5,4

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±0,15) Гц; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

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

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

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

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) 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 $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5–1,0 (0,87–0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от - 45 до + 40 °С.

б) 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 $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5–1,0 (0,87–0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40–60) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2 от - 40 до + 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.12 от - 40 до + 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.01 от - 40 до + 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.24 от - 40 до + 60 °С;

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

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

- температура окружающего воздуха от + 10 до + 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1, 2, 3 от 0 до 30 °С; для ИК № 4, 5, 6 от + 5 до 27 °С; для ИК № 7 от + 15 до 27 °С; для ИК № 8 от + 18 до 27 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- 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.12 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03.01 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.24 – 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 $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 74500$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- Коммуникатор GSM С-1.02 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ 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 БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - 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 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 45 суток; 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) ООО «НижегородЭнергоТрейд» (ОАО «Рикор Электроникс») типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1	2473-05	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2У3	2473-05	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2363-68	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	1276-59	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	831-69	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10У2	11094-87	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	831-69	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	46634-11	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	27524-04	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.24	46634-11	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Коммуникатор	GSM C-1.02	-	4
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-032-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НижегородЭнергоТрейд» (ОАО «Рикор Электроникс»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. 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.12 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.24 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- «УСВ-2 - по документу «Руководство по эксплуатации» ДЯИМ.468213.001-01РЭ. Приложение 4 «Методика Поверки»;
- 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 - 20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НижегородЭнергоТрейд» (ОАО «Рикор Электроникс»), аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

ООО «НижегородЭнергоТрейд» (ОАО «Рикор Электроникс»)

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 «Региональная энергетическая компания» (ООО «РЭК»)

ИНН 5262252639

Адрес: 603137, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород,
ул. 40 лет Победы, дом №4, пом. № П 7

Тел./ факс: 8 (831) 234-01-73

E-mail: info@rek-21.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПраймЭнерго» (ООО «ПраймЭнерго»)

Адрес: 109507, г. Москва, Самаркандский бульвар, д. 11, корп. 1, пом. 18

Тел.: (926) 785-47-44

E-mail: shilov.pe@gmail.com

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. «____»_____2016 г.