

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» Первая очередь Изменение 1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» Первая очередь Изменение 1 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, 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) включает в себя сервер с программным обеспечением (далее - ПО) КТС «Энергия +», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), GPS-приемник, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы двух модулей интерфейсов групповых (МИГ), далее по проводным линиям связи интерфейса RS-232 поступает на входы GPRS-модема, и по основному каналу GPRS связи данные поступают в ИВК. При отказе основного канала связи цифровой сигнал с выходов МИГ по проводным линиям связи интерфейса RS-232 поступает на входы GSM-модема, и по резервному каналу GSM связи данные поступают в ИВК.

На уровне ИВК осуществляется обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСП/IP по 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 АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Резервный канал передачи данных заинтересованным субъектам оптового рынка реализован посредством модема ZyXEL.

Основной канал связи обеспечивает скорость передачи данных не менее 28800 бит/сек и имеет коэффициент готовности не хуже 0,95.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), построенную на функционально объединённой совокупности программно-технических средств измерений и коррекции часов устройств, и включает в себя приемник меток времени GPS, устройство сервисное, модули интерфейсов групповые (МИГ), сервер ИВК и счетчики электрической энергии.

Приёмник меток времени GPS принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), преобразует их в сигналы проверки времени (СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное. Устройство сервисное принимает СПВ от приёмника меток времени GPS, и по началу шестого СПВ производит синхронизацию корректора времени, встроенного в устройство сервисное. Корректор времени представляет собой таймер, ведущий часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с корректора показания таймера и сравнивает с показаниями своего таймера. При расхождении таймера сервера и корректора более чем на 60 мс, сервер ИВК корректирует свой таймер по показаниям таймера корректора времени. На сервере ИВК установлена программа «NTP-сервер», которая использует таймер сервера ИВК в качестве опорного источника.

Коррекция часов счётчиков электрической энергии осуществляется с помощью МИГ с использованием технологии NTP. Интегрированный в МИГ «NTP-клиент» по сети GPRS с заданным интервалом выполняет синхронизацию собственного таймера с NTP-сервером на ИВК. При условии, что собственный таймер МИГ синхронизирован с NTP-сервером, МИГ обеспечивает проверку часов счётчиков, подключенных к нему, и при расхождении часов счётчиков с таймером МИГ более ± 2 с производит синхронизацию часов счётчиков. Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекцию часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Комплекс технических средств «Энергия+», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО КТС «Энергия+».

Таблица 1 — Идентификационные данные КТС «Энергия+»

Идентификационные признаки	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Ядро: Энергия + (файл kernel6.exe)	Запись в БД: Энергия + (файл Writer.exe)	Сервер устройств: Энергия + (файл IcServ.exe)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v. 6.5		
Цифровой идентификатор ПО	B26C3DC337223E64306 8D2678B83E7FE	28D3B14A74AC2358BFE 3C1E134D5CCDE	444971B1FA5BB1533F4 3A339F8186C7B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

№ ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	ПС «Урицкая» фидер в ячейке № 719	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19684 Зав. № 19785 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1609 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0802160999 Рег. № 36697-12	КТС «Энергия+» Зав. № б/н Рег. № 21001-11	Активная	1,1	2,9
						Реактивная	2,3	4,7
2	ПС «Урицкая» фидер в ячейке № 720	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19665 Зав. № 19672 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 3082 Рег. № 51199-12	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0802160602 Рег. № 36697-12		Активная	1,1	2,9
						Реактивная	2,3	4,7
3	ПС «Урицкая» фидер в ячейке № 731	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 11822 Зав. № 11397 Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 0010130000002 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0802160552 Рег. № 36697-12	Активная	1,1	2,9	
					Реактивная	2,3	4,7	
4	ПС «Урицкая» фидер в ячейке № 748	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 21039 Зав. № 21399 Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 0010130000001 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0802161058 Рег. № 36697-12	Активная	1,1	2,9	
					Реактивная	2,3	4,7	

*Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.
- 3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:
 - параметры сети: напряжение (0,95 - 1,05) Ун; ток (1,0 - 1,2) Ин; $\cos\varphi = 0,9$ инд.; частота (50 \pm 0,2) Гц;
 - температура окружающей среды: (23 \pm 2) °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока (0,01(0,05) - 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5 - 1,0 (0,5 - 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01 - 1,2) $I_{Н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5 - 1,0 (0,5 - 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5) \% I_{ном} \cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) - среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- ИВК КТС «Энергия+» (рег. № 21001-11) - среднее время наработки на отказ не менее $T = 1900$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера ИВК от источника бесперебойного питания Smart-UPS 1000VA (SUA 1000RMI2U);
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовый связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадание напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика электрической энергии;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (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:

- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 30 суток; при отключении питания - не менее 40 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
ИВК	КТС «Энергия+»	1
Методика поверки	—	1
Паспорт-формуляр	153-16-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 67698-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» Первая очередь Изменение 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» 07.04.2017 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;

КТС «Энергия+» - в соответствии с документом методика поверки, приведенной в Руководстве по эксплуатации НЕКМ.421451.001 РЭ и утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» 25 февраля 2011 г.

Основные средства поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и 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 %.

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 эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» Первая очередь Изменение 1

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

Закрытое акционерное общество «Независимая Электросетевая Компания»
(ЗАО «НЭСК»)
ИНН: 6450050877
Адрес: 410018, г. Саратов, ул. Сетевая, д. 12
Телефон: (8452) 79-08-08

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)
ИНН: 7707798605
Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1
Телефон: (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Телефон: (4912)55-00-01

Факс: (4912) 44-55-84

E-mail: asu@rcsm-ryazan.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.