

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Независимая Электросетевая Компания» г. Саратов (АИИС КУЭ ЗАО «НЭСК» г. Саратов) с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Независимая Электросетевая Компания» г. Саратов (АИИС КУЭ ЗАО «НЭСК» г. Саратов) с Изменением № 1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Независимая Электросетевая Компания» г. Саратов (АИИС КУЭ ЗАО «НЭСК» г. Саратов), Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 59672, регистрационный № 61478-15, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 31, 32, 179, 180, 181.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Независимая Электросетевая Компания» г. Саратов (АИИС КУЭ ЗАО «НЭСК» г. Саратов) с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

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, каналообразующую 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.

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.

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 информационно-вычислительный комплекс (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 системы 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 ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОПЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ и в другие смежные субъекты ОПЭ 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), 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 электрической энергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Структура ПО:

- общесистемное ПО включает в себя:
 - операционную систему Microsoft Windows XP Professional;
 - WEB-сервер для публикации WEB-документов;
 - WEB-браузер для просмотра WEB-документов – Microsoft Internet Explorer.
- специальное ПО включает в себя:
 - базовое ПО КТС «Энергия +»;
 - дополнительное ПО КТС «Энергия +»;
 - систему управления базами данных Microsoft SQL Server 2005;
 - ПО для нанесения электронной цифровой подписи.

ПО реализовано на технологии «клиент-сервер». Серверная часть содержит программы приема и обработки данных, а также SQL-сервер и WEB-сервер. Серверная часть обеспечивает основные функции – прием, обработку, хранение и публикацию данных.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО КТС «Энергия +».

Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО 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	v. 6.5		
Цифровой идентификатор ПО	B26C3DC337223E 643068D2678B83E 7FE	28D3B14A74AC2358BFE 3C1E134D5CCDE	444971B1FA5BB1533F43A33 9F8186C7B
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 дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики.

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$)%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
31	ТП Тяговая МУПП «Саратовгорэлектротранс», РП «Бетон», 1 СШ 10 кВ, яч. 15	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1634 Зав. № 56973	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 0003174 Зав. № 0003175 Зав. № 0003183	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812150527	ADVANTECH IPC-610 Зав. № б/н	Актив-ная	1,1	3,0
						Реактив-ная	2,3	4,9
32	ТП-Тяговая МУПП «Саратовгорэлектротранс», РП «Бетон», 2 СШ 10 кВ, яч. 16	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 12161 Зав. № 12618	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 0003184 Зав. № 0003170 Зав. № 0003157	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812151353		Актив-ная	1,1	3,0
						Реактив-ная	2,3	4,9
179	ГУЗ «Перинатальный центр Саратовский области», БКТП-3131, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 4	ТЛК 10-6 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 05667 Зав. № 05671	ЗНИОЛ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 000071 Зав. № 000072 Зав. № 000074	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802162088		Актив-ная	1,1	3,0
						Реактив-ная	2,3	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
180	ГУЗ «Перинатальный центр Саратовский области», БКТП-3131, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 3	ТЛК 10-6 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 05669 Зав. № 05664	ЗНИОЛ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 000073 Зав. № 000075 Зав. № 000070	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812151454	ADVANTECH IPC-610 Зав. № б/н	Актив- ная	1,1	3,0
						Реактив- ная	2,3	4,9
181	ГУЗ «Перинатальный центр Саратовский области», БКТП-3131, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 12	ТЛК 10-6 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 05665 Зав. № 05670	ЗНИОЛ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 000071 Зав. № 000072 Зав. № 000074	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812150382		Актив- ная	1,1	3,0
						Реактив- ная	2,3	4,9

*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 $(0,95-1,05)U_n$; ток $(1,0-1,2)I_n$; $\cos\varphi = 0,9$ инд.; частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,05)-1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5-1,0$ ($0,5-0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ 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 $(0,9-1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5-1,0$ ($0,5-0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

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

- температура окружающего воздуха 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 минус 10 до плюс 45 °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 $2(5)\% I_{ном}$ $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10 до плюс 45 °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 – среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T=15843$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=0,5$ 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:
 - 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 114 суток; при отключении питания – не менее 5 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	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформаторы тока	ТЛК-10	9143-06	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	23544-07	6
Трансформаторы напряжения	ЗНИОЛ	25927-08	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	5
Сервер	ADVANTECH IPC-610	—	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр-паспорт	53-15-ФО	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61478-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Независимая Электросетевая Компания» г. Саратов (АИИС КУЭ ЗАО «НЭСК» г. Саратов) с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» в мае 2016 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

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 ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.

Перечень основных средств 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 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 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе 53-15-ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Независимая Электросетевая Компания» г. Саратов (АИИС КУЭ ЗАО «НЭСК» г. Саратов) с Изменением № 1. Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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»)
Адрес: 410018, г. Саратов, ул. Сетевая, д. 12
ИНН 6450050877
Тел.: (8452) 79-08-08

Заявитель

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

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)
Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а
Тел./факс: (4712)53-67-74
E-mail: kcsms@sovtest.ru
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30048-11 от 15.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«_____» _____ 2016 г.