ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Харти»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Харти» (далее - 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-информационный комплекс (ИИК), включающий 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 электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, блоком синхронизации часов реального времени (БСЧРВ), 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) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер сбора данных (СД) HP Proliant DL 180G6 и сервер баз данных (БД) HP DL160G8, устройство синхронизации системного времени на базе Garmin 35LVS, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энфорс АСКУЭ».

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 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 через преобразователь интерфейса поступает на модем, осуществляющий дальнейшую передачу накопленных данных по основному каналу коммутируемой связи стандарта GSM на сервер СД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО), осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных

значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление отчетных документов и последующую передачу информации на сервер БД. Передача информации на сервер БД осуществляется с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 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.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС», региональные филиалы ОАО «СО ЕЭС» (РДУ) и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется от сервера БД по выделенному каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 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 ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на базе Garmin 35LVS и блоком синхронизации часов реального времени (БСЧРВ), синхронизирующими собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Часы сервера БД синхронизированы с устройством синхронизации системного времени на базе Garmin 35LVS. Часы сервера БД синхронизированы по времени часов приемника, сличение 1 раз в 30 минут, погрешность синхронизации не более ±1 с. Часы счетчиков синхронизированы с БСЧРВ. Часы сервера СД синхронизированы с часами счетчика. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется по запросу каждые 30 мин, коррекция часов осуществляется автоматически при расхождении с часами счетчиков на величину ±2 с., но не чаще 1 раза в сутки.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, сервера СД и сервера БД 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

В АИИС КУЭ ООО «Харти» используется ПО «АльфаЦЕНТР» и «Энфорс АСКУЭ». ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энфорс АСКУЭ» выполняют функции сбора данных, обработки, хранения и передачи данных. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энфорс АСКУЭ». Программы, входящие в состав ПО «АльфаЦЕНТР» и «Энфорс АСКУЭ», указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	2.14.01	e4277881784c048bd0c146fc70182070	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		dea59ed8dc6b1b41e76ed3bb023fd9c6	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		b7dc2f295375555578237ffc2676b153	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		74a1b7d02b751d46ba9edd9fca529dcd	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	
ПО «Энфорс АСКУЭ»	Программа расчета вычисляемых показателей	calcformula.exe	2.3.0	ced70f330d11fd08bdfe91f4f729386e	MD5
	Программа пересчета суммарных показателей	dataproc.exe		0dda008d662634737e9cd0efb1cc401e	
	Программа администрирования и настройки	enfadmin.exe		a4dfc5ee2217f5980307c445242268f7	
	Программа просмотра событий сервера	enfc_log.exe		ef23dbcc712b12a1710e60210631233a	
	Программа автоматического подключения к СУБД	enflogon.exe		30ccf97e1b5cfb8fa46f5ced4844aecb	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Энфорс АСКУЭ»	Программа просмотра событий счетчиков	ev_viewer.exe	2.3.0	474a23872c6a74abde4cd75793d83404	MD5
	Программа загрузки данных со счетчиков в СУБД	loaddata-fromtxt.exe		dc5b0202d642ae3579586a45cecde045	
	Программа формирования макетов 51070	newm51070.exe		17248e413195cc394019f0d3ff17b087	
	Программа коррекции данных	newmedit.exe		582cb7ba9c0ff46efce169277072481a	
	Программа просмотра данных	newopcon.exe		f42d5ed8819ac5b88514c0ccd9a26490	
	Программа формирования отчетов	newre-ports.exe		98ba8ed664f43b6a1645c8be9dc37ed0	
	Программа формирования макетов 80020	m80020.exe		637d70adb08213e6e8a538b9519529d5	
	Программа просмотра данных	tradegr.exe		6c7099d644d690739e41b5ffe42d4933	

Комплексы измерительно-вычислительные для учёта электрической энергии «АльфаЦЕНТР» внесены в Государственный реестр средств измерений под регистрационным номером № 44595-10.

ПО «Энфорс АСКУЭ» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПП-022-1224 от 02 сентября 2013 года, выданное АНО «МИЦ».

Пределы 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 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ООО «Харти» и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерения на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Воронежская ТЭЦ-2 110/10,5/6 кВ ГРУ 6 кВ яч.2	ТПОЛ-10-УЗ 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав. №21693 Зав. №21695	НАМИТ-10УХЛ2 6000/100 Кл.т.0,5 Зав. №0398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №12030038	HP Proliant DL 180G6 №CZJ2450G8K HP Proliant DL160 G8 №CZJ22406SD	Активная Реактивная	±1,0 ±1,8	±2,5 ±6,6
2	Воронежская ТЭЦ-2 110/10,5/6 кВ ГРУ 6 кВ яч.4А	ТЛП-10-2 М1АС 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. №23280 Зав. №23283		СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0803131605		Активная Реактивная	±0,9 ±1,6	±1,7 ±3,0
3	Воронежская ТЭЦ-2 110/10,5/6 кВ ГРУ 6 кВ яч.4Б	ТЛП-10-2 М1АС 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. №23281 Зав. №23282		СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0803131535		Активная Реактивная	±0,9 ±1,6	±1,7 ±3,0

Примечания:

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

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

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) Uн; ток (1,0 – 1,2) Iн; cosφ = 0,9инд.; частота (50 ± 0,15) Гц;

– температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 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) Iн1; коэффициент мощности cosφ (sinφ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 40 °С;

– относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

– атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа;

для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) $I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) 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: для счетчика СЭТ-4ТМ.02 – от минус 40°С до плюс 55 °С; для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – от минус 40°С до плюс 60 °С;

– относительная влажность воздуха 90% при плюс 30°С;

– атмосферное давление от 70 кПа 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 10°С до плюс 30°С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление от 84,0 кПа до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10 °С до плюс 40 °С;

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена серверов БД и СД, БСЧРВ и УССВ на базе Garmin 35LVS на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ООО «Харти» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.02– среднее время наработки на отказ не менее Т = 55 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М– среднее время наработки на отказ не менее Т = 165 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее Т = 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 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 выделенного канала связи сети Интернет по электронной почте или с помощью сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
- параметрирования;
- пропадания напряжения на счетчике;
- – 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;
- сервер ИВК;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- электросчетчика;
- сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

– электросчетчиках (функция автоматизирована);
– сервере 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 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
– сервер ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Харти» 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
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-08	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	30709-11	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-07	1
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 57600-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Харти». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2014 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 без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – осуществляется по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчика СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации. Методика поверки согласована с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в 2001 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 ООО «Харти», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Харти»

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.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «Воронежатомэнергосбыт»
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а
Тел.: (473) 253-09-47; Факс: (473) 222-71-41, 222-71-42
E-mail: office@vaes.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»
(ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42
Тел.: 8(495) 640-96-09
E-mail: info@en-st.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел./факс: (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 Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2014 г.