

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижневартонская энергосбытовая компания» четвертая очередь

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (УСПД) каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее - УСВ), встроенное в УСПД.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоящий из двух подуровней. Каждый подуровень включает в себя серверы баз данных (СБД ИВК подуровня № 1, СБД ИВК подуровня № 2) на платформе HP Proliant DL360 с установленным программным обеспечением ПК «Энергосфера», а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Вспомогательное оборудование - автоматизированное рабочее место (АРМ) с установленным программным обеспечением ПК «Энергосфера», технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 и напряжения переменного тока 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 счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на вход УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных с помощью беспроводных каналов сотовой связи стандарта GSM/GPRS на верхний уровень системы (СБД ИВК подуровня № 2), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Репликация данных коммерческого учета из базы данных (БД) СБД ИВК подуровня № 2 в БД СБД ИВК подуровня № 1 осуществляется с помощью CRQ-интерфейса по протоколу HTTP, с использованием выделенного канала сети провайдера Internet. СБД ИВК подуровня № 1 при помощи программного обеспечения осуществляет резервное копирование формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), осуществляется из БД СБД ИВК подуровня № 1, в филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ, передача 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 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков и серверов. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав УСПД входит GPS-приемник, что обеспечивает ход часов УСПД не более $\pm 0,2$ с/сут.

Сличение часов УСПД с часами СБД ИВК подуровня № 2 происходит непрерывно. Коррекция часов СБД ИВК подуровня № 2 с часами УСПД осуществляется один раз в сутки вне зависимости от величины расхождения часов СБД ИВК подуровня № 2 с часами УСПД.

Сличение часов СБД ИВК подуровня № 1 с часами СБД ИВК подуровня № 2 происходит непрерывно. Коррекция осуществляется один раз в сутки вне зависимости от величины расхождения часов СБД ИВК подуровня № 1 с часами СБД ИВК подуровня № 2.

Сличение часов УСПД и часов счетчиков происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раз в сутки, корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении часов счетчиков с часами УСПД на величину более чем ± 1 с.

Передача информации от счётчика электрической энергии до УСПД, от УСПД до СБД ИВК подуровня № 2, от СБД ИВК подуровня № 2 до СБД ИВК подуровня № 1 реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ составляет не более ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера» версии не ниже 6.4 в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» PSO.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4
ПО СБД подуровня №1	
Цифровой идентификатор ПО	C3A06EFBFB6DFEDB43358B106A26BB9C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
ПО СБД подуровня №2	
Цифровой идентификатор ПО	5593B175D49414F73C4B2D3AFFC8EADD
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

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Пределы допускаемой относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/35/10 кВ Западная 1С ф.№7	ТЛК-10-6У3 К _{ТТ} =300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-01 Зав № 02350 Зав № 02348	НАМИ-10-95 УХЛ2 К _{ТН} =10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-00 Зав № 808	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 20175-01 Зав № 08049104	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 Зав № 12051096	активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,2
2	ПС 110/35/10 кВ Западная 2С ф.№14	ТЛК-10-6У3 К _{ТТ} =300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-01 Зав № 02383 Зав № 02381	НАМИТ-10-2 УХЛ2 К _{ТН} =10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 18178-99 Зав № 1540	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 20175-01 Зав № 09042085		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,2

* 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 $(0,95-1,05) \cdot U_n$; сила тока $(1,0-1,2) \cdot I_n$; $\cos j = 0,9$ инд. ($\sin j = 0,5$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц; магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл;

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

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,05-1,2) \cdot I_{н1}$; 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 счётчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2) \cdot I_{н2}$; 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 55 °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 от плюс 15 до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

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

5 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °С.

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

7 Все типы средств измерений, представляющих измерительные компоненты АИИС КУЭ, должны быть утвержденного типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ).

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

- счётчик СЭТ-4ТМ.02 - среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_B=2$ ч;

- УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время наработки на отказ не менее $T=75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_B=24$ ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T=70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 счётчике.

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счётчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

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

- счётчика электрической энергии;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (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:

- счётчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- УСПД - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 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.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК10-5,6	4 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Сервер БД	HP ProLiant DL360	2 шт.
Методика поверки	-	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭКВ.422231.015.ЭД.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 66376-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижевартовская энергосбытовая компания» четвертая очередь. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 30.11.2016 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»;

- счётчик СЭТ-4ТМ.02 - в соответствии документом «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.;

- УСПД ЭКОМ-3000 - в соответствии с документом МП 26-262-99 «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки», утвержденным УНИИМ в декабре 1999 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный № 27008-04);

- 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 поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭКВ.422231.015.ЭД.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Нижевартовская энергосбытовая компания» четвертая очередь. Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижевартовская энергосбытовая компания» четвертая очередь

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 «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»)

ИНН 7716712474

Адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический Вал дом 2 помещение 23

Телефон/(факс): 8(919) 967-07-03

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Адрес: 142700, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона тер., корп. 526

Телефон: (495) 278-02-48

Web-сайт: www.ic-rm.ru

E-mail: info@ic-rm.ru

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.