ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «Дружба».

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «Дружба» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Протон-К ЦМ-05-А-1-234 и ПСЧ-4ТМ.05М по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии; и по 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 каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав.№ 334), устройства синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (№1526), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 сотовым каналам связи поступает на верхний уровень, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового и розничного рынков электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного

времени на основе УСВ-1, синхронизирующих собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-1. Погрешность синхронизации не более ±0,5 с. Время ИВК, установленному в ЦСОИ ЗАО «Метроника-Групп», синхронизировано с временем УСВ-1, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с ИВК производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем ИВК ±2 с (не чаще одного раза в сутки). Погрешность системного времени не превышает ±5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «Дружба» используется ПО «Пирамида 2000» версии 20, в состав которого входят программы указанные в таблице 2. «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 «Пирамида 2000».

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
«Пирамида 2000. Сервер»	P2KServer.exe	20.02/2010/C-2048	6F1E5B9A922321FB8D40151CD822AFAD	MD5

Системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000» внесены в Госреестре №21906-01.

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.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер точки измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «Дружба»								
1	ПС Страше-вичи ф. 1002	ТВК-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 09330 Зав. № 09354	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 3552	Протон-К ЦМ-05-А-1-234 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 94590978		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,2 ±5,3
2	ПС Жи-рятин-ская 35/10, оп. №180 ВЛ 10 кВ. фидера 1010	ТОЛ-ЭС-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. №01283 Зав. №01002	НОЛ.08-10УТ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. №23105 Зав. № 21993	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №060610 1917		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,2 ±5,3
3	ПС Мо-рачево-35/10 оп. №109 ВЛ 10 кВ ф. 1007	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Зав. №10112-11 Зав. №10116-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3Зав. №00371-11 Зав. №00377-11 Зав. №00372-11	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №060610 0128	«ИКМ-Пира-мида» Зав. №334	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,4
4	ПС Жи-рятин-ская 35/10 оп. №159 ВЛ 10кВ ф. 1001	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Зав. №33462-10 Зав. №33407-10	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3 Зав. №03462-10 Зав. № 03449-10 Зав. № 03438-10	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №060311 0282		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,4
5	ПС Жи-рятин-ская 35/10 оп. №128 ВЛ 10кВ ф. 1029	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Зав. №33434-10 Зав. №33463-10	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3:100/√3Зав. №03450-10 Зав. №03458-10 Зав. №03461-10	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100169	«ИКМ-Пира-мида» Зав. №334	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС Жирятинская 35/10 оп. №150 ВЛ 10кВ ф. 1002	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Зав. №33418-10 Зав. №33440-10	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 05 10000/√3:100/√3Зав. №03451-10 Зав. №03459-10 Зав. №03460-10	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100078		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,4

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. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Uном; ток (1 ÷ 1,2) Iном, частота - (50 ± 0,15) Гц; cosφ = 0,9 инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40 ˚С до + 50 ˚С; счетчиков - от + 18 ˚С до + 25 ˚С; ИВК - от + 10 ˚С до + 30 ˚С;

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

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) $U_{н_1}$; диапазон силы первичного тока - (0,01 ÷ 1,2) $I_{н_1}$; коэффициент мощности cosφ(sinφ) 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- для счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М и Протон:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) $U_{н_2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,02 ÷ 1,2) $I_{н_2}$; коэффициент мощности cosφ(sinφ) - 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 60 °С;

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

5. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 40 ˚С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ООО «Дружба» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- счетчик Протон-К ЦМ-05-А-1-234 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- ИВК ИКМ «Пирамида» - среднее время наработки на отказ не менее Т = 100000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 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 и розничного рынков 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 ИВК;

– 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 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

– Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «Дружба» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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	Количество
Трансформатор тока ТВК-10	2 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-ЭС-10	2 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10	8 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения НОЛ.08-10УТ2	2 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10	12 шт.
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М.12	5 шт.
Счетчик электрической энергии Протон-К	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 48194-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «Дружба». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в октябре 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- Счетчик ПСЧ-3ТМ.05М по методике поверки ИЛГШ.411152.138 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.138 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- Счетчик Протон-К по методике поверки «Счетчики электрической энергии цифровые многозадачные трехфазные «Протон-К». Методика поверки» ИСТА.003-00-00-00МП;
- УСВ-1 – по документу ИВК «Усройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП»;
- 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «Дружба».

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

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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ» ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»
Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8
Почтовый адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14
Тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68
E-mail: st@sicon.ru
www.sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз» ООО «Техносоюз»
Юридический адрес: 105122 г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9
Почтовый адрес: 119270, г.Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж
Тел.: (495) 639–91–50, Факс: (495) 639–91–52
E-mail: info@t-souz.ru
www.t-souz.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)
305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а
тел./факс: (4712) 53-67-74,
E-mail: kcsms@sovtest.ru
Аттестат аккредитации № 30048-08 действителен до 01 декабря 2011 года

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии Е.Р. Петросян

м.п. «____»_____2011 г.