

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Сибур-ПЭТФ" 2 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Сибур-ПЭТФ" 2 очередь (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-й уровень – трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии 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 – измерительно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), каналаобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее в состав УСПД.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК "Энергосфера".

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 поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенными к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организа-

ции осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS), входящее в состав УСПД. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов УСПД, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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 ОАО "Сибур-ПЭТФ" 2 очередь используется программное обеспечение ПК "Энергосфера" версии 6.4, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК "Энергосфера" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК "Энергосфера".

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
ПО «Энергосфера»	Модуль импорта - экспорта	expimp.exe	6.4	9F2AA3085B85BEF7 46ECD04018227166	MD5
	Модуль ручного ввода данных	HandInput.exe	6.4	2F968830F6FF3A2201 1471D867A07785	
	Модуль сервера опроса	PSO.exe	6.4	A121F27F261FF87981 32D82DCF761310	
	Модуль предотвращения сбоев	SrvWDT.exe	6.4	76AF9C9A4C0A8055 0B1A1DFD71AED151	
	Редактор расчетных схем	adcenter.exe	6.4	79FA0D977EB187DE 7BA26ABF2AB234E2	
	Модуль администрирования системы	AdmTool.exe		C1030218FB8CDEA4 4A86F04AA15D7279	

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

Задача 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 АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ГПП 110/6 кВ "Газоочистка"								
1	ГПП 110/6 кВ "Газоочистка" ф.15 ИК №1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 11388; Зав. № 19170	НТМИ-6-66У Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ВТУ	EA02RALX-P2BN-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109750	ЭКОМ-3000 Зав. № 06061316	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
2	ГПП 110/6 кВ "Газоочистка" ф.44 ИК №2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 43798; Зав. № 36063	НТМИ-6-66У Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № АЕПУ	EA02RALX-P2BN-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109752	ЭКОМ-3000 Зав. № 06061316	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
ЦРП-3 6 кВ								
3	ЦРП-3 Ввод №1 яч. 28 3 с.ш. ИК №3	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 15660; Зав. № 16350	НАМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1966	Альфа А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01254875	ЭКОМ-3000 Зав. № 06061316	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
4	ЦРП-3 ТСН-3 яч. 29 3 с.ш. ИК №4	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 77388 Зав. № 77566 Зав. № 77523	-	Альфа А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01254877	ЭКОМ-3000 Зав. № 06061316	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 6/0,4 кВ "МЕТРО"								
5	ТП 6/0,4 кВ "МЕТРО" РУ-6 кВ Ввод Т-1 ИК №5	ARM3/N2F Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 865433; Зав. № 865420; Зав. № 867145	VRC2/S1F Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 865433; Зав. № 865420; Зав. № 867145	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0603100736	ЭКОМ- 3000 Зав. № 06061316	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,7$
6	ТП 6/0,4 кВ "МЕТРО" РУ-6 кВ Ввод Т-2 ИК №6	ARM3/N2F Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 0867154 ; Зав. № 0867135; Зав. № 0867151	VRC2/S1F Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 867154; Зав. № 867135; Зав. № 867151	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0603101091	ЭКОМ- 3000 Зав. № 06061316	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,7$

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 $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$; ток $(1 \div 1,2) I_{ном}$, частота - $(50 \pm 0,15) Гц$; $\cos\phi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус $40^{\circ}C$ до $+50^{\circ}C$; счетчиков - от $+18^{\circ}C$ до $+25^{\circ}C$; УСПД - от $+10^{\circ}C$ до $+30^{\circ}C$; ИВК - от $+10^{\circ}C$ до $+30^{\circ}C$;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
4. Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{H1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,02 \div 1,2) I_{H1}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ $0,5 \div 1,0 (0,87 \div 0,5)$; частота - $(50 \pm 0,4) Гц$;
 - температура окружающего воздуха - от минус $40^{\circ}C$ до плюс $70^{\circ}C$.
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 \div 1,2) I_{H2}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ - $0,5 \div 1,0 (0,87 \div 0,5)$; частота - $(50 \pm 0,4) Гц$;
 - температура окружающего воздуха:
 - для счётчиков электроэнергии "ЕвроАльфа" от минус $40^{\circ}C$ до плюс $70^{\circ}C$;
 - для счётчиков электроэнергии Альфа А1800 от минус $40^{\circ}C$ до плюс $65^{\circ}C$;
 - для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М от минус $40^{\circ}C$ до плюс $60^{\circ}C$;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $0^{\circ}C$ до $+40^{\circ}C$;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;
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 ОАО "Сибур-ПЭТФ" 2 очередь порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчёты "ЕвроАльфа" – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;
- электросчёты Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;
- электросчёты ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ 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 $t_b = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ 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 счётика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- Сервер БД - 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 (АИИС КУЭ) ОАО "Сибур-ПЭТФ" 2 очередь 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, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	15128-03	2
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	17551-03	3
Трансформатор тока	ARM3/N2F	18842-09	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66У	2611-70	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-6	20186-05	1
Трансформатор напряжения	VRC2/S1F	41267-09	6
Счётчик электрической энергии	EA02RALX-P2BN-3	16666-07	2
Счётчик электрической энергии	Альфа А1802	31857-11	2
Счётчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.13	36355-07	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-09	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»		1
Методика поверки			1
Формуляр			1
Руководство по эксплуатации			1

Проверка

осуществляется по документу МП 53845-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Сибур-ПЭТФ" 2 очередь. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2013 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 8.216-11 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- "ЕвроАльфа" – по документу "Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки";
- Альфа А1800 – по документу МП 2203-0042-2006 "Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки";
- ПСЧ-4ТМ.05М – по документу ИЛГШ.411152.146 РЭ1 Методика 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО "Сибур-ПЭТФ" 2 очередь», аттестованной ФГУП "ВНИИ метрологической службы", аттестат об аккредитации № 01.00225-2008 от 25.09.2008 г., 119361, Москва, ул. Озерная, 46.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (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.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

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

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Росэнергосервис»

ООО «Росэнергосервис»

Юридический адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Почтовый адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Тел.: (4922) 44-87-06

Факс: (4922) 33-44-86

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тест-Энерго»

ООО «Тест-Энерго»

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел.: (499) 755-63-32

Факс: (499) 755-63-32

E-mail: info@t-energo.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» 2013 г.