

УДК 621.331

В. Г. КУЗНЕЦОВ, д-р техн. наук, доцент

Кафедра «Электроснабжение железных дорог», Днепропетровский университет железнодорожного транспорта им. ак. В. Лазаряна, г. Днепропетровск

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ПОХИБОК РОЗСИНХРОНІЗАЦІЇ В АСКОЕ ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

В статье приведены результаты экспериментальных исследований ошибок разсинхронизации в коммерческой системе электросилового учета. Даны рекомендации на корректировку ошибок в учете электроэнергии.

У статті приведені результати експериментальних досліджень похибок розсинхронізації в комерційській системі електроотягової звітності. Надані рекомендації на корегування похибок в обліку електроенергії.

Вступ

У зв'язку з переходом економіки країни на ринкові умови роботи важливого значення набувають питання достовірного обліку електроенергії на всіх ділянках і рівнях її виробництва, передачі та споживання. Формування достовірних цін на Оптовому ринку електричної енергії України (ОРЕ) потребує впровадження сучасних ефективних систем обліку та контролю купленої та проданої електроенергії в ОРЕ на основі автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Важливо, що такі системи мають забезпечувати точність вимірюваних даних, яка залежить від одночасності вимірів на всіх рівнях АСКОЕ. Критерії підвищення точності, достовірності й оперативності отримання даних із виробництва, передачі та постачання електричної енергії, а також забезпечення синхронності вимірів у всіх точках комерційного обліку передбачені загальними технічними вимогами до АСКОЕ ОРЕ [1].

Ціль статті

Експериментальне дослідження похибок розсинхронізації в АСКОЕ залізничного транспорту, визначення кількості коригувань часу внутрішніх годинників лічильників.

Основний матеріал

Сьогодні в Україні застосовують декілька схемних рішень по забезпеченню синхронності вимірювань на рівнях АСКОЕ. Такі схемні рішення реалізуються за допомогою пристроїв синхронізації часу, які найчастіше базуються на основі GPS-приймачів, що використовують в якості еталонного сигналу синхронізації, який виділено із сигналів точного часу супутникової радіонавігаційної системи.

Першою схемою передбачено, що коригування часу по точках обліку електроенергії здійснюється за рахунок порівняння показів часу регіональних серверів пристроїв збору даних (ПЗД) та головного (центрального) серверу АСКОЕ, який в свою чергу підтримує точний час за рахунок встановленого GPS-приймача.

Друга схема синхронізації часу вдосконалена тим, що передбачає встановлення пристроїв синхронізації часу як на центральному, так і на регіональному рівні АСКОЕ. Тоді час між серверами регіонального та центрального рівнів порівнюється одночасно з часом лічильників, встановлених по точках обліку. Отже, забезпечується більш точне коригування часу. Така система забезпечення синхронності вимірювань застосовується на ПЗ залізниці.

Наступна схема запропонована ОРЕ України і є практично ідеальною для забезпечення синхронності вимірювань по рівням АСКОЕ. Даною схемою передбачено, що синхронізація часу виконується за допомогою NTP (Network Time Protocol) по зразкових генераторах – певних пристроях, які формують і видають калібровані сигнали, що відповідають істинному часу, і відповідно є джерелами точного часу. За допомогою NTP-серверів час порівнюється з основним джерелом точного часу – Державним первинним еталоном часу і частоти України,

який розташовано в Національному науковому центрі (ННЦ) “Інститут метрології” (м. Харків). При застосуванні такої схеми синхронності вимірювань забезпечується найвища точність показів часу по всіх рівнях АСКОЕ ОРЕ України порівняно зі схемами, приведеними вище.

Однією з основних особливостей електроенергетичного виробництва є нерозривність і практично повний збіг у часі процесів виробництва й споживання електричної енергії, і помилки, що допущені в обліку електроенергії, не піддаються виправленню методом повторних вимірювань. В умовах функціонування ОРЕ України недостатньо виміряти кількість прийнятої (виробленої, відпущеної, спожитої) електроенергії в кожній точці обліку ОРЕ – необхідно виконати вимірювання в усіх точках обліку одночасно у встановлені Правилами Оптового ринку [2, 3] інтервали часу. Тільки при виконанні умови одночасності вимірювань можна говорити про складання достовірного балансу вироблення й споживання електричної енергії. Тому необхідною умовою ефективного застосування АСКОЕ ОРЕ України є одночасність (синхронність) виконання вимірювань в усіх точках обліку вироблення, передавання, розподілення й використання електричної енергії [4].

Наслідком порушення синхронності вимірювань є виникнення так званої похибки неузгодженості, яка негативно впливає на результати вимірювань, зокрема, на точність складання балансу електроенергії. Похибка неузгодженості обумовлена часовим зсувом моментів вимірювань у різних точках обліку. Величина похибки неузгодженості в деяких випадках може бути порівнянна з іншими складовими похибки вимірювань електричної енергії. Умова одночасності досягається синхронізацією моментів вимірювань на всіх рівнях розподіленої АСКОЕ по показам СТЧ ОРЕ України. Синхронізація часу в розподіленій АСКОЕ – складний і неоднозначний процес, який вимагає системного підходу.

На даний час в Україні ряд вітчизняних і закордонних енергосервісних компаній працюють в області проектування і впровадження вимірювально-інформаційних систем для потреб енергетики. На багатьох електроенергетичних і промислових підприємствах України, у тому числі й залізницях, функціонують АСКОЕ, побудовані на базі різних приладів обліку як вітчизняного виробництва, так і імпорتنих. В кожному типі АСКОЕ застосовуються корпоративні рішення під час виконання процедури вимірювань, обчислення параметрів енерговикористання, формування первинної бази даних (ПБД) комерційного обліку електроенергії і т.д., в тому числі під час коригування часу в приладах обліку. У той же час, з огляду на особливості електроенергетичного виробництва, і з метою підвищення ефективності функціонування ОРЕ, переважна більшість діючих АСКОЕ повинні бути інтегровані в єдину систему комерційного обліку ОРЕ України. Така інтеграція неможлива без формулювання і виконання всіма суб'єктами ОРЕ деяких загальних вимог, у тому числі вимог щодо забезпечення синхронності вимірювань.

Таким чином, задачу синхронізації часу в ОРЕ України варто розбити на два етапи: створення в ОРЕ України системи точного часу на базі джерел точного часу, сертифікованих в Україні, і розроблення підсистеми забезпечення синхронності вимірювань в АСКОЕ ОРЕ України.

АСКОЕ ОРЕ України являє собою розподілену багаторівневу систему вимірювання, оброблення, збереження і передавання даних комерційного обліку електричної енергії, які виміряно на межі балансової належності електричних мереж суб'єктів ОРЕ відповідно до Правил Оптового ринку [2] та Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії (ІКОЕ) [3]. В АСКОЕ ОРЕ України повинні забезпечуватись точність, надійність і одночасність визначення даних комерційного обліку електричної енергії у відповідності до Концепції побудови автоматизованих систем обліку електричної енергії в умовах енергоринку України [4].

Для забезпечення синхронності вимірювань у всіх точках купівлі/продажу електричної енергії ОРЕ Головним оператором повинна бути створена атестована по метрології, доступна всім суб'єктам Оптового ринку система СТЧ на основі джерел точного часу [5].

В АСКОЕ суб'єктів ОРЕ повинні функціонувати підсистеми забезпечення синхронності вимірювань, що забезпечують коригування часу в приладах обліку за показами СТЧ. Підсистема забезпечення синхронності вимірювань АСКОЕ ОРЕ України повинна забезпечувати синхронний перехід всіх приладів обліку, встановлених у точках купівлі/продажу електричної енергії ОРЕ, на зимовий/літній час [1]. Підсистема забезпечення синхронності вимірювань АСКОЕ ОРЕ України повинна забезпечувати похибку розсинхронізації показів часу внутрішніх годинників приладів обліку в точках обліку з показами СТЧ ОРЕ України не гірше за наведену в табл. 1 для різних рівнів АСКОЕ.

Таблиця 1

Допустимі величини похибки розсинхронізації часу з показами СТЧ

Номер рівня системи обліку	Потужність в точці обліку, МВ·А	Допустима похибка вимірювань, %	Допустима величина розсинхронізації часу з показами СТЧ, с
1	$S \geq 1000$	0,3	$\pm 1,8$
2	$300 \leq S < 1000$	0,4	$\pm 2,4$
3	$100 \leq S < 300$	0,7	$\pm 4,2$
4	$50 \leq S < 100$	1,2	$\pm 7,2$
5	$10 \leq S < 50$	1,8	$\pm 10,8$
6	$3 \leq S < 10$	2,5	$\pm 15,0$
7	$0,75 \leq S < 3$	4,6	$\pm 27,6$
8	$S < 0,75$	7,3	$\pm 43,8$

Враховуючи необхідність забезпечення синхронності вимірювань в АСКОЕ, всі прилади обліку, які допущені до застосування в ОРЕ України, повинні відповідати ДСТУ ІЕС 61038:2002 припускати зовнішнє коригування часу та забезпечувати автоматичний перехід на зимовий/літній час, зберігаючи в ПБД події змінення системного часу в приладах обліку в результаті виконання зовнішньої команди встановлення/коригування часу та переходу на зимовий/літній час із відповідними ним міткою часу й датою.

Дослідження похибок АСКОЕ здійснювалося в умовах функціонування АСКОЕ ПЗ залізниці. За об'єкт дослідження прийняті точки комерційного обліку по тяговим підстанціям, облаштовані багатофункціональними лічильниками типу «Альфа» та «ЄвроАльфа». Згідно з [3] допустима похибка ходу внутрішніх годинників складає $\pm 0,5$ с/добу. Проведений сеанс опитування лічильників за добу не виправдав очікуваних результатів. Оскільки період інтегрування лічильників, що входять до АСКОЕ ПЗ залізниці становить 30 хв. При цьому різницю часу годинників приладів обліку та єдиного системного часу за добу прослідкувати практично неможливо, так як система за півгодини встигає скоригувати час внутрішніх годинників лічильників з необхідною точністю. Тому для того, щоб оцінити похибки часу з вищою точністю, була використана інформація, яку містять електронні звітні протоколи лічильників. При цьому звітний період складає один місяць. Фрагмент електронного протоколу використано в табл. 2.

Таблиця 2

Значення похибок часу лічильників Δt за місяць

№ п/п	Об'єкт дослідження	Покази часу (год_хв_с_)		t, с	$\Delta t, с$	Відносна похибка $\delta = \Delta t/t \cdot 100\%$
		до коригування	після коригування			
	ПС Н.					
1	В Т1-110 кВ	14.30.01	14.30.09	9	7,93	88,111

Продолжение таблицы 2						
2	В Т2-110 кВ	14.30.02	14.30.09	9	7,2	80,000
3	Ф-10 кВ № 40 "Прогрес"	14.30.02	14.30.10	10	7,75	77,500
4	Ф-10 кВ № 39 "Маяк"	14.30.02	14.30.10	10	7,55	75,500
5	Ф-10 кВ № 41 "Новосілки"	14.30.02	14.30.11	11	7,85	71,364
	ПС П.					
6	В Т1-110 кВ	12.00.30	12.00.22	22	7,5	34,091
7	В Т2-110 кВ	12.00.26	12.00.23	23	3	13,043
8	Ф-10 кВ "Мриги"	12.00.30	12.00.23	23	7,45	32,391
9	Ф-10 кВ "Підгірці"	12.00.25	12.00.24	24	0,75	3,125
10	Ф-10 кВ "Арсенал"	12.00.31	12.00.24	24	7,42	30,917
11	Ф-10 кВ "ТП-4026-1"	12.00.29	12.00.25	25	4,3	17,200
12	Ф-10 кВ "ТП-4026-2"	12.00.29	12.00.25	25	4,2 5	17,000
	ПС Т.					
13	Т-1 110 кВ	15.32.10	15.32.16	16	5,65	35,313
14	Т-2 110 кВ	15.32.13	15.32.16	16	2,8	17,500
15	Ф-10 кВ "ТП-210"	15.32.12	15.32.17	17	4,75	27,941
16	Ф-10 кВ "Раски"	15.32.11	15.32.17	17	5,85	34,412
17	Ф-10 кВ "Мигалки"	15.32.17	15.32.18	18	1	5,556
18	Ф-10 кВ "Лісхоз"	15.32.13	15.32.18	18	5,1	28,333

По даним табл. 1 був сформований варіаційний ряд значень випадкової величини Δt . Результати обробки варіаційного ряду занесені в табл. 3.

Таблиця 3

Результати обробки варіаційного ряду

Інтервал k_j	Ліва границя інтервалу $\Delta t_{л}, c \cdot 10^{-2}$	Права границя інтервалу, $\Delta t_{пр}, c \cdot 10^{-2}$	Довжина інтервалу $l, c \cdot 10^{-2}$	Середина інтервалу $\Delta t_{ср}, c \cdot 10^{-2}$	Кількість варіант інтервалу, n_j	Ймовірність, P_j
1	0	248	248	124	10	0,051
2	248	372	124	310	11	0,056
3	372	496	124	434	18	0,092
4	496	620	124	558	20	0,103
5	620	744	124	682	27	0,138
6	744	868	124	806	29	0,149
7	868	992	124	930	24	0,123
8	992	1116	124	1054	20	0,103
9	1116	1240	124	1178	16	0,082
10	1240	1488	248	1364	15	0,077

Обчислені значення числових характеристик випадкової величини приведені в табл. 4.

Таблиця 4

Значення числових характеристик випадкової величини

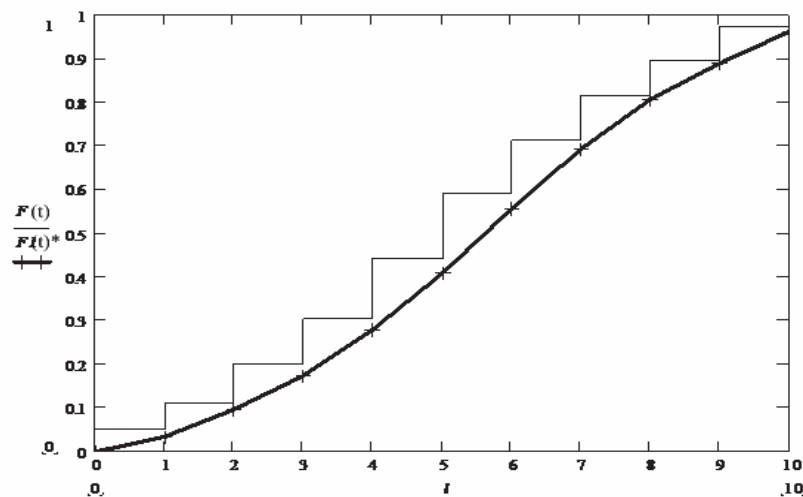
$m_T, c \cdot 10^{-2}$	$D_T, c^2 \cdot 10^{-4}$	$\sigma_T, c \cdot 10^{-2}$	$\delta_T, \%$
759,579	116950	341,980	5,233

За визначеними даними побудовано статистичну інтегральну $F(t)$ функції розподілу випадкової величини Δt (рис. 1). Результати відповідних розрахунків приведені в табл. 5.

Таблиця 5

Числові значення диференційної $f(t)$ та інтегральної $F(t)$ функцій розподілу випадкової величини Δt

Інтервал k_j	$f(t) \cdot 10^{-4}$	$F(t)$	$f(t)^* \cdot 10^{-4}$	$F(t)^*$	u	$\Phi(u)$
1	2,068	0,051	2,074	0,031	-1,859	-0,4686
2	4,549	0,108	4,916	0,095	-1,315	-0,4049
3	7,444	0,200	7,415	0,171	-0,952	-0,3289
4	8,271	0,303	9,805	0,278	-0,589	-0,2224
5	11,166	0,441	11,369	0,409	-0,227	-0,0910
6	11,993	0,590	11,559	0,556	0,136	0,0557
7	9,926	0,713	10,303	0,692	0,498	0,1915
8	8,271	0,815	8,053	0,805	0,861	0,3051
9	6,617	0,897	5,519	0,888	1,224	0,3883
10	3,102	0,974	2,447	0,962	1,767	0,4616

Рис. 1. Інтегральна функція розподілу випадкової величини Δt

Висновок

Проведені спостереження показали, що похибка від розсинхронізації АСКОЕ може сягати від 0,75 до 15 с на місяць, що відповідає вимогам ІКОЕ. Математичне очікування при цьому перебуває в межах 7,19 – 8,00 с на місяць з середньоквадратичним відхиленням 3,16 – 3,74 с на місяць. У відповідності з такими результатами можна зробити висновок, що рекомендована кількість коригувань часу внутрішніх годинників лічильників АСКОЕ – один раз на місяць.

Список літератури

1. Загальні технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України. Ч.І. Система збирання, оброблення та обміну даними комерційного обліку електричної енергії в Оптовому ринку / Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії [Текст] // Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 7 від 09.01.2003.
2. Правила оптового ринку електричної енергії України. Затв. наказом НКРЕ України № 921 від 12.09.2003 [Текст] / . – К.:НКРЕ, – 2003. – 115 с.
3. енергії / Додаток 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії [Текст] // Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 8 від 09.06.1998; затв. загальними щорічними зборами Оптового ринку електричної енергії від 21.02.2003; прийнята Постановою НКРЕ № 480 від 30.05.2003.

4. Інструкція про порядок комерційного обліку електричної Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України // Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України № 32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000 – м. Київ.

5. Система точного часу і підсистема забезпечення синхронності вимірювань автоматизованої системи комерційного обліку оптового ринку електроенергії України (СТЧіСВ АСКОЕ ОРЕ України). Технічне завдання [Текст] // Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 7 від 23.06.2006.

EXPERIMENTAL STUDIES OF TIMING ERRORS IN AUTOMATED ELECTRICITY METERING SYSTEM OF RAILWAY TRANSPORT

V.G. KUZNETSOV, Doctor of Engineering, Associate Professor

The papers gives results of experimental studies of timing errors in commercial electric power fiscal metering system. It gives recommendation for correction of errors in electricity metering.

Keywords: *commercial system of electric power accounting, desync error, data collection device.*

Поступила в редакцію 14.05 2012 г.