

УДК 621.3.001.5:621.3.08: 621.314.224

**І. В. Яковлева, канд. техн. наук; Є. М. Танкевич, д-р. техн. наук;
Г. М. Варський, канд. техн. наук**

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ КАНАЛІВ ВИМІРЮВАННЯ ВЕКТОРІВ НАПРУГИ В СИСТЕМАХ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ

Запропоновано математичну модель каналу вимірювання векторів напруги, яка враховує основні фактори, що впливають на її величину, і може бути використана, зокрема, для обчислення поправок до результатів вимірювання з метою підвищення їх точності.

Вступ

Останніми роками в енергосистемах технічно розвинутих країн інтенсивно впроваджуються технології векторних вимірювань режимних параметрів, перш за все векторів напруги та струму основної гармоніки. Виконуються такі вимірювання спеціальними пристроями, які в світі прийнято позначати аббревіатурою PMU (Phasor Measurement Unit), або їх функції реалізують в існуючих апаратних засобах, зокрема в пристроях захисту, реєстраторах, тощо. Такі вимірювання, отримані в різних точках енергосистеми і синхронізовані у часі, є основою моніторингу режимів і створюють інформаційну базу для більш ефективного розв'язання багатьох традиційних та вирішення нових задач в царині автоматизованого диспетчерського і автоматичного протиаварійного керування енергосистем [1].

В Україні створено комплекси «Регіна-Ч» для синхронізованого вимірювання векторів напруги. Їх впровадження є основою для розвитку сучасних технологій та систем моніторингу (WAMS) і керування електропередачами в режимі «on-line» (WACS) і сприяє принциповому удосконаленню систем керування режимами ОЕС України [2].

Вимоги до роботи засобів, що забезпечують векторні вимірювання, регламентує міжнародний стандарт C37/118-2005 IEEE [3]. Зокрема, точність вимірювань визначається за допомогою критерію точності TVE (total vector error), який враховує як похибки вимірювання величини та фази вектора, так і точність синхронізації вимірювань. Сучасні пристрої PMU забезпечують високу точність синхронізації і їх похибка вимірювання кутів складає десятки градусів [1]. Оскільки отримання та первинна обробка інформації про параметри режиму здійснюється вимірювальними каналами (ВК), до складу яких входять групи високовольтних вимірювальних перетворювачів струму та напруги, які є давачами вимірювальної інформації про струм та напругу контрольованих електроенергетичних об'єктів (ЕЕО), лінії зв'язку і засоби попередньої обробки вимірювальних сигналів та їх реєстрації, то похибка вимірювань векторних параметрів визначається похибкою всього каналу.

Авторам невідомі публікації в країнах СНД щодо проблеми забезпечення наскрізної точності вимірювання векторних параметрів, враховуючи весь вимірювальний канал. В той же час в США організацією NASPI (The North American SynchroPhasor Initiative), що координує дослідження в цій царині, за участі спеціалістів CERTS (The Consortium for Electric Reliability Technology Solutions), АВВ та ін. підготовлено ґрунтовний документ, саме з вирішення цієї проблеми [4]. Проведений там детальний аналіз похибок вимірювальних каналів струмів та напруг різної структури показав, що, незважаючи на високу точність GPS-синхронізованого обладнання, з його використанням в енергосистемах в складі вимірювальних каналів, сумарні похибки вимірювання залишаються високими за рахунок первинних давачів інформації та ліній зв'язку.

Ця проблема в Україні та країнах СНД набуває ще більшої гостроти, зважаючи на строки експлуатації вимірювальних трансформаторів, величини їх навантаження, характеристики ліній зв'язку. Для забезпечення та подальшого підвищення точності вимірювань векторів напруги перспективним є підхід, який базується на розробці математичної моделі похибки каналу і введенні поправок до результатів вимірювань на основі цієї моделі. *Мета роботи* полягає у розробці математичної моделі ВК і дослідженні з її використанням впливу окремих

компонентів ВК на похибки вимірювання векторів напруги, що створить основу для розробки способів підвищення точності їх моніторингу.

Вимірювальний канал та його математична модель

В мережах напругою 110 кВ і вище зазвичай встановлюють три однофазні ТН, увімкнені за схемою зірки з заземленою нейтраллю (рис. 1).

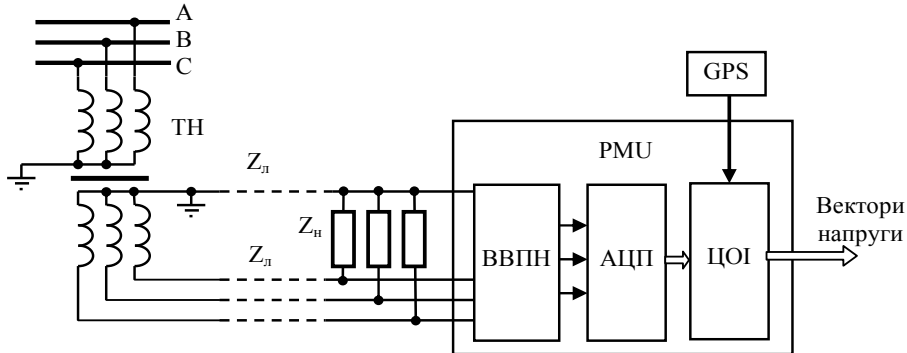


Рис. 1. Вимірювальний канал векторів напруги

ТН напругою 110–500 кВ для забезпечення необхідного рівня ізоляції виконують каскадними, кількість елементів каскаду залежить від рівня номінальної напруги і змінюється від 2 до 8. У вітчизняній практиці в мережах 750 кВ застосовують переважно ємнісні ТН, які є більш економічними в порівнянні з електромагнітними ТН, однак під час їх роботи за певних умов можуть спостерігатися ферорезонансні явища.

Вторинне навантаження приєднують до ТН проводами, довжина яких на сучасних підстанціях може сягати значних величин (до 500...1000 м). Приєднання вторинного обладнання до ТН здійснюється здебільшого контрольними кабелями, наприклад марки КВВГ з мідними жилами. Опір цих проводів при визначенні вторинного навантаження ТН, на відміну від ТС, можна не враховувати. Однак, втрата напруги в проводах, яка визначається їх опором Z_p , впливає на похибку вимірювання напруги. ПУЕ так нормує втрату напруги: вона не повинна перевищувати 0,5 % номінальної напруги у разі підключення розрахункових лічильників, 0,25 % – для лічильників, що встановлені на міжсистемних лініях передач, 1,5 % – у разі підключення щитових приладів і 3 % для панелей захисту та автоматики. Слід зазначити, що здійснюючи векторні вимірювання, важливо враховувати не втрату напруги, а вектор падіння напруги в лінії зв'язку, який є складовою сумарного вектора похибки.

В електромережах напругою нижче 330 кВ ТН зазвичай встановлюють не на кожній лінії, а на збірних шинах і тому такі ТН є спільним джерелом вимірювальної інформації про напругу для пристроїв захисту, автоматики, вимірювання і обліку електроенергії декількох контрольованих елементів електромережі. Крім того, в електронних лічильниках по ланцюгах напруги здійснюється і живлення самого лічильника. Це зумовлює складні схеми з'єднань вторинних кіл фазних ТН, значні величини паралельно увімкнених вторинних навантажень та їх несиметрію.

В пристрої вимірювання векторів напруги узагальнено можна виділити операції нормування вхідного сигналу до необхідного рівня вхідними перетворювачами ВВПН, перетворення його в цифрову форму в АЦП з наступною математичною обробкою в процесорному блоці ЦОІ, який синхронізований GPS.

Стандарт [3] як критерій точності векторних вимірювань вводить поняття TVE – відносного значення сумарного вектора похибки, яке не повинно перевищувати 1 %. Це значення відповідає похибці вимірювання амплітуди вектора, що дорівнює 1 %, або похибці вимірювання кута величиною 34 мін, або розсинхронізації – 32 мкс.

Джерелами похибок є всі елементи каналу. Обчислимо значення TVE деяких із них, враховуючи що ортогональні проекції вектора похибки визначають похибки по напрузі та куту. На рис. 2 наведено значення граничних TVE для ТН різних класів точності відповідно до їх нормованих похибок, для різних похибок синхронізації та PMU з характеристиками згідно з [1].

Для оцінки похибки вимірювання векторів напруги важливо знати сумарну похибку каналу, розглядаючи його в трифазному виконанні. Це зумовлено тим, що на роботу і похибки окремого компоненту каналу можуть впливати інші складові каналу, і цей вплив залежить як від характеристик самого каналу, так і від параметрів вхідних сигналів. Запропоноване авторами моделювання вимірювання векторів напруги базується на математичній моделі вимірювання трифазної напруги, яка розроблена для вимірювальних комплексів електроенергії та дозволяє одержати значення сумарного вектора похибки за умови врахування більшості факторів, що впливають на величину похибки [5].

Згідно з моделлю процедуру вимірювального перетворення трифазної напруги від ЕЕО до входу засобу вимірювання векторів напруги представляємо послідовністю операцій, які можуть бути описані, виходячи з індивідуальних метрологічних характеристик всіх трансформаторів групи, їх навантаження, параметрів ліній приєднання вторинного навантаження до групи ТН та конфігурації схеми з'єднання. Враховуючи схему даного ВК (рис. 1) можна обмежитись двома операціями

$$[U_{\text{вих}}] = [M2^U] \cdot [M1^U] \cdot [U_{\text{ЕЕО}}] = [M_{\text{сх}}] \cdot [U_{\text{ЕЕО}}],$$

де $[M1^U]$ – матриця перетворення, що віддзеркалює реальне масштабне перетворення напруг в окремих ТН схеми; $[M2^U]$ – матриця, що характеризує падіння напруги в лініях зв'язку між ТН і їх вторинним навантаженням, спричинені як власними навантаженнями ТН, так і їх роботою в групі; $[M_{\text{сх}}]$ – матриця загального перетворення напруги у ВК; $[U_{\text{ЕЕО}}]$ – матриця-вектор фазних напруг ЕЕО; $[U_{\text{вих}}]$ – матриця-вектор вихідних напруг вимірювальної схеми, які подають на вхід засобу вимірювання векторів напруги.

Матриця $[M1^U]$ – діагональна, елементи якої визначаються похибками фазних ТН по напрузі та куту $f_A, \delta_A, f_B, \delta_B, f_C, \delta_C$

$$[M1^U] = \text{diag} \left\{ \frac{(1 + f_A) e^{i\delta_A}}{n_{\text{ном}}}, \frac{(1 + f_B) e^{i\delta_B}}{n_{\text{ном}}}, \frac{(1 + f_C) e^{i\delta_C}}{n_{\text{ном}}} \right\},$$

де $n_{\text{ном}}$ – номінальний коефіцієнт трансформації ТН.

Дані про похибки фазних ТН повинні бути отримані їх перевіркою або обчисленням за математичною моделлю ТН з використанням паспортних даних конкретних трансформаторів з урахуванням величини первинної напруги, потужності та характеру навантаження.

Ідеальним перетворенням вхідної напруги є масштабування вхідних сигналів $[M_{\text{ідсх}}]$ у відповідності з номінальними коефіцієнтами ТН. Тоді абсолютна похибка перетворення векторів трифазної напруги у вимірювальній схемі визначиться так

$$[\Delta U] = ([M_{\text{сх}}] - [M_{\text{ідсх}}]) \cdot [U_{\text{ЕЕО}}],$$

де елементи $[\Delta U]$ – це вектори, що дорівнюють різниці між напругами $U_{\text{вих}}$, що подані на вхід засобу вимірювання, і масштабованими фазними напругами ЕЕО. Відносні значення модулів цих векторів визначають значення критеріїв точності TVE, а ортогональні проєкції на напрям первинної напруги – похибки по напрузі та куту. Останні є більш інформативними параметрами, ніж значення TVE, бо містять інформацію не тільки про модуль, але і про напрям вектора похибки.

Тому саме їх треба використовувати для введення поправок до результатів вимірювання з метою підвищення точності.

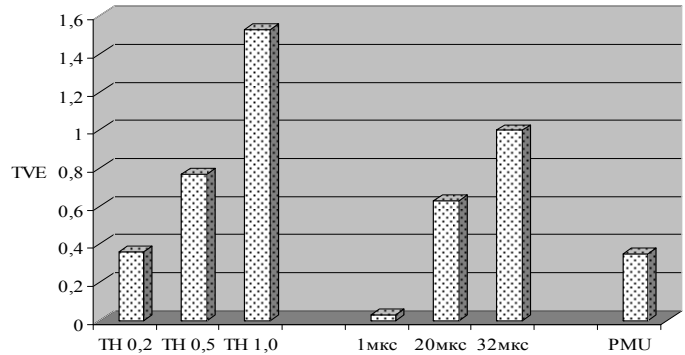


Рис. 2. TVE джерел похибок вимірювання векторів напруги

Результати моделювання

Розроблена модель використана для дослідження впливу на точність вимірювання векторів напруги вхідних сигналів та окремих компонентів каналу. Вплив похибок ТН є досить прозорим, тому увага була приділена дослідженню впливу параметрів лінії зв'язку, величини, характеру та симетрії навантаження, симетрії вхідної системи трифазної напруги. Обчислено похибки ВК за умови зміни: довжини лінії зв'язку 100...1000 м; величини симетричного вторинного навантаження — 50...400 ВА; кута навантаження — $-60...60^\circ$. Також досліджено вплив несиметрії навантаження та несиметрії вхідної трифазної напруги, в тому числі і за умови зміни характеру вторинного навантаження. Отримані оцінки засвідчили суттєвий вплив цих факторів на величину похибок ВК. Так, наприклад, кутлова похибка, спричинена лінією зв'язку довжиною 250 м, може досягати 40 мін.

Наведемо результати застосування запропонованої моделі до каналу з трьома ТН типу НКФ-110-57, лінією зв'язку опором 0,25 Ом і суттєво несиметричним навантаженням. Похибки ТН та величини струмів навантаження відомі з результатів перевірки та зведені у таблицю. Там же подано обчислені TVE, похибки по напрузі та куту кожної фази ВК для двох коефіцієнтів навантаження: $\cos\varphi = 0,8$ і $\cos\varphi = 1,0$. З отриманих результатів видно значну відмінність похибки каналу від похибки ТН, особливо для найбільш навантаженої фази.

Фаза	Струм навантаження, А	Похибки ТН		Обчислені похибки ВК					
		Похибка по напрузі, %	Кутлова похибка, мін	TVE, %		Похибка по напрузі, %		Кутлова похибка, мін	
				$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 1,0$	$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 1,0$	$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 1,0$
A	1,33	0,08	10,8	1,09	0,89	-0,73	-0,86	27,9	7,7
B	0,37	-0,36	-8,5	0,69	0,58	-0,44	-0,26	-18,1	-17,8
C	0,6	0,37	10,3	0,82	0,70	0,46	0,22	23,3	22,7

Висновки

Запропонована математична модель, яка дозволяє визначати похибки вимірювання векторів трифазної напруги високовольтних ЕЕО з урахуванням впливу вхідних сигналів, індивідуальних метрологічних характеристик ТН, що входять до складу каналу, параметрів ліній приєднання вторинного навантаження до групи ТН, величини та характеру цього навантаження. Обчислення похибок з використанням запропонованої моделі дозволяє підвищити точність вимірювання векторів напруги введенням поправок до результатів вимірювання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. The Wide World of Wide-area Measurement / Phadke AG, RM de Moraes [et al.] // Power and Energy Magazine, IEEE, September-October 2008. — Vol. 6. — No. 5. — P. 52—65.
2. Система глобального моніторинга, синхронізації і реєстрації системних параметрів ОЭС України — основа нового качества автоматизированного и оперативного управления / [Стогний Б. С., Ущатовский К. В., Мольков А. Н. и др.] // Энергетика та електрифікація. — 2006. — № 4. — С. 8—11.
3. IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, IEEE Standard C37.118-2005, March 2006.
4. Performance Evaluation of Phasor Measurement Systems / Zhenyu H, B Kasztenny, V Madani [et al.] // Power and Energy Society General Meeting — Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE, July 2008. // IEEE. — 2008. — P. 1—7.
5. Танкевич Є. М. Математична модель похибки груп трансформаторів напруги в складі трифазних вимірювальних комплексів електроенергії / Є. М. Танкевич, І. В. Яковлева // Новини енергетики. — 2006. — № 11. — С. 36—41.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем

Стаття надійшла до редакції 10.10.11
Рекомендована до друку 7.11.11

Яковлева Інна Всеволодівна — старший науковий співробітник, **Танкевич Євгеній Миколайович** — провідний науковий співробітник, **Варський Григорій Мстиславович** — старший науковий співробітник.

Відділ автоматизації електричних систем, Інститут електродинаміки НАН України, м. Київ