

ВПЛИВ КОМПОНЕНТІВ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КАНАЛУ НА ПОХИБКИ ВИМІРЮВАННЯ ВЕКТОРІВ НАПРУГИ

Є.М.Танкевич, докт.техн.наук, Г.М.Варський, канд.техн.наук, І.В.Яковлєва, канд.техн.наук,
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна.

Інтенсивне впровадження синхронізованих вимірювань режимних параметрів високовольтних електроенергетичних об'єктів, в першу чергу, векторів напруги, потребує дослідження і оцінювання похибок їхніх вимірювальних каналів. Запропоновано математичну модель похибки каналу, яка враховує більшість факторів, що впливають на її величину, і може бути використана, зокрема, для обчислення поправок до результатів вимірювання з метою підвищення їхньої точності. Одержано залежності складових похибки, зумовлених лінією приєднання вторинного навантаження до трансформаторів напруги, від величини, характеру та несиметрії навантаження. Наведено приклад застосування моделі щодо конкретного каналу. Бібл. 9, табл. 1, рис. 4.

Ключові слова: вимірювальний канал, похибка, вектор напруги.

Постановка проблеми. Протягом останніх років в енергосистемах технічно розвинутих країн інтенсивно впроваджуються нові інформаційні технології моніторингу перехідних режимів енергосистеми (WAMS), що базуються на синхронізованих вимірюваннях їхніх режимних параметрів, перш за все, векторів напруги, в різних точках енергосистеми. Виконуються такі вимірювання спеціальними пристроями, які в світі прийнято позначати аббревіатурою PMU (Phasor Measurement Unit), або їхні функції реалізують в існуючих апаратних засобах, зокрема, в пристроях захисту, реєстраторах тощо.

Точність вимірювань PMU визначається за допомогою критерію точності TVE (total vector error), який враховує як похибки вимірювання величини та фази вектора, так і точність синхронізації вимірювань. Відповідно до стандарту C37.118-2005 IEEE [8] значення сумарного вектора похибки не повинно перевищувати 1%. Важливими для практики параметрами також є похибки вимірювання модуля та кута вектора. Сучасні пристрої PMU забезпечують точність синхронізації 1 мкс і їхня похибка вимірювання кутів складає десятки частки градуса. Оскільки одержання 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 об'єктів, лінії зв'язку і засоби попередньої обробки вимірювальних сигналів та їхньої реєстрації, то похибка вимірювань векторних параметрів визначається похибкою всього каналу. Тому забезпечення та подальше підвищення точності вимірювань неможливе без дослідження впливу на похибку вимірювання векторів напруги окремих компонентів вимірювальних каналів, зокрема, ліній зв'язку. Саме цьому і присвячена дана робота.

Публікації з цієї тематики, які з'явилися в Україні та Росії протягом останніх років, присвячені метрологічному забезпеченню пристроїв вимірювання векторних параметрів, контролю їхніх характеристик у процесі експлуатації, натурним експериментам з використанням PMU різних виробників тощо [1, 3, 5]. Однак, авторам невідомі публікації в країнах СНД щодо проблем забезпечення наскрізної точності вимірювання векторних параметрів, враховуючи весь вимірювальний канал. У той же час у США спеціалістами CERTS (The Consortium for Electric Reliability Technology Solutions), АBB та ін. підготовлена доповідь, присвячена саме цій проблемі [9]. Проведений там детальний аналіз похибок вимірювальних каналів струмів та напруг різної структури показав, що незважаючи на високу точність GPS-синхронізованого обладнання, при його використанні в енергосистемах у 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 їхнього навантаження, характеристики ліній зв'язку.

Мета роботи полягає у дослідженні на математичній моделі вимірювального каналу впливу його окремих компонентів на похибки вимірювання векторів напруги, що створить основу для розробки способів підвищення точності їх моніторингу.

Вимірювальний канал. У високовольтних електромережах вимірюванню підлягають напруги фаз відносно землі або лінійні напруги. Для вимірювання зазначених напруг використовують групи однофазних трансформаторів напруги (ТН) чи трифазні ТН з певною в кожному конкретному випадку схемою з'єднань їхніх первинних та вторинних обмоток. Склад (кількість і тип ТН) та конфігурація вимірювальної схеми визначається багатьма факторами, зокрема, класом напруги контрольованої електромережі або типом виконання її нейтралі, приєднаним обладнанням та ін.

Найчастіше в практиці вимірювань використовують дві схеми з'єднання ТН: 1) трифазний ТН (в установках з номінальною напругою до 20 кВ включно) або три однофазні ТН, що увімкнені за схемою зірка з заземленою нейтраллю високої напруги; 2) два однофазні ТН, що з'єднані за схемою неповного трикутника.

Індуктивні 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. Ємнісні ТН, до складу яких входить поділювач напруги, на напругах вище 110 кВ є більш економічними в порівнянні з електромагнітними ТН, однак під час їхньої роботи за певних умов можуть спостерігатися ферорезонансні явища, що вимагає застосування спеціальних демпфірувальних пристроїв. У вітчизняній практиці ємнісні ТН застосовуються переважно в мережах 750 кВ.

З метою економії техніки керування 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. Як правило, це обумовлює складні схеми з'єднань вторинних кіл фазних ТН, значні величини паралельно увімкнених вторинних навантажень та їхню несиметрію, що супроводжується в таких схемах зміною похибок вимірювання напруги порівняно з похибками окремо взятого ТН і може стати причиною роботи ТН у групі в нижчому класі точності.

Як свідчать попередні дослідження авторів, умови роботи однофазних ТН у складі групи можуть відрізнятися від умов роботи одиночного ТН, відповідно різнитимуться і їхні похибки. Таким чином, при аналізі похибок вимірювання напруги необхідно розглядати роботу трифазного вимірювального каналу в цілому.

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 їхнім опором, впливає на похибку вимірювання напруги. ПУЕ так нормує втрату напруги: вона не повинна перевищувати 0,5% номінальної напруги при приєднанні розрахункових лічильників, 0,25% – для лічильників, що встановлені на міжсистемних лініях передач, 1,5 % – при приєднанні щитових приладів і 3% для панелей захисту та автоматики. Слід зазначити, що при здійсненні векторних вимірювань важливо враховувати не втрату напруги, а вектор падіння напруги в лінії зв'язку, який є складовою сумарного вектора похибки.

При вимірюванні векторних параметрів режиму ЕЕО, на відміну від вимірювання діючих (середньоквадратичних) значень струмів та напруг, особливу увагу слід приділяти фазовим зсувам у процесі вимірювального перетворення сигналу, враховувати кутові похибки вимірювальних трансформаторів. Ці фактори впливають також на точність вимірювання електричної потужності та енергії, тому використання досвіду дослідження та способів підвищення точності вимірювальних каналів потужності та енергії може бути корисним у цьому випадку. Зокрема, в основу подальших досліджень покладено математичну модель похибки вимірювання трифазної напруги, яка розроблена авторами для вимірювальних комплексів електроенергії та дозволяє врахувати більшість факторів, що впливають на величину похибки, і може бути використана для обчислення поправок до результатів вимірювання [6].

Математична модель. Вхідні і вихідні сигнали схеми вимірювального перетворення трифазної напруги в усталеному режимі опишемо комплексними матрицями-векторами:

$$[U_{EEO}] = \begin{bmatrix} \dot{U}_A \\ \dot{U}_B \\ \dot{U}_C \end{bmatrix}, \quad [U_{вих}] = \begin{bmatrix} \dot{U}_{Aвих} \\ \dot{U}_{Bвих} \\ \dot{U}_{Cвих} \end{bmatrix},$$

де $[U_{EEO}]$ – матриця-вектор фазних напруг ЕЕО; $[U_{вих}]$ – матриця-вектор вихідних напруг вимірювальної схеми, які подають на вхід засобу вимірювання векторів напруги.

Процедуру вимірювального перетворення трифазної напруги у ВК представимо як послідовність чотирьох операцій, які можуть бути описані виходячи з індивідуальних метрологічних характеристик всіх трансформаторів групи, конфігурації схеми їхнього з'єднання, режимів роботи ТН у групі і падіння напруги в лініях приєднання вторинного навантаження до групи ТН

$$[U_{вих}] = [M4^U] \cdot [M3^U] \cdot [M2^U] \cdot [M1^U] \cdot [U_{EEO}] = [M_{cx}] \cdot [U_{EEO}],$$

де $[M1^U]$ – топологічна матриця, що характеризує схему з'єднання первинних обмоток ТН, які входять до складу каналу; $[M2^U]$ – діагональна матриця перетворення, що віддзеркалює реальне масштабне перетворення напруг в окремих ТН схеми; $[M3^U]$ – квадратна матриця, що характеризує падіння напруги в лініях зв'язку між ТН і їх вторинним навантаженням; $[M4^U]$ – топологічна матриця, значення елементів якої визначається схемою з'єднання вторинних обмоток ТН і навантаження у вигляді вимірювальних елементів засобу вимірювання; $[M_{cx}]$ – матриця загального перетворення напруги у ВК.

Елементи матриць $[M1^U]$ і $[M4^U]$ визначаються тільки топологією схеми, а матриці $[M2^U]$ і $[M3^U]$ залежать від режимів роботи мережі та зміни вторинного навантаження вимірювальних трансформаторів.

Ідеальне перетворення напруги складається з двох операцій: масштабування вхідних сигналів ($[M_{id\ MTL}]$) і їхнє узгодження з вхідними колами засобу вимірювання ($[M_{узг}]$), якщо в цьому є потреба,

$$[U_{id\ вих}] = [M_{узг}] \cdot [M_{id\ MTL}] \cdot [U_{EEO}] = [M_{id\ cx}] \cdot [U_{EEO}],$$

де $[M_{id\ cx}]$ – матриця ідеального перетворення напруги у вимірювальній схемі.

Відповідно абсолютна похибка перетворення векторів трифазної напруги у вимірювальній схемі

$$[\Delta U] = ([M_{cx}] - [M_{id\ cx}]) \cdot [U_{EEO}],$$

де елементи $[\Delta U]$ – це вектори, що дорівнюють різниці між напругами $U_{вих}$, що подані на вхід засобу вимірювання, і масштабованими фазними напругами ЕЕО $U_{id\ вих}$, як це показано на рис. 1.

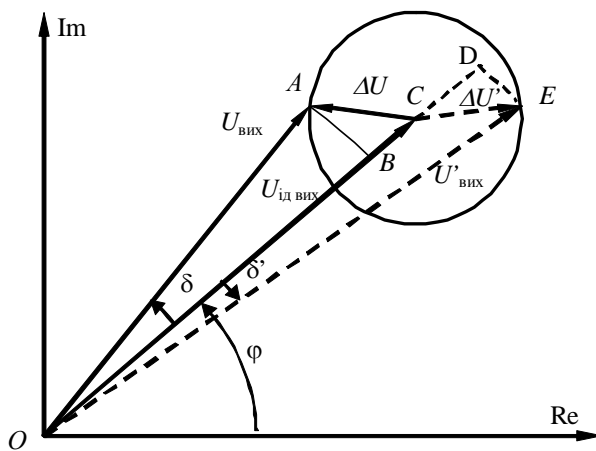


Рис. 1

Визначимо критерій точності вимірювального перетворення напруги у відповідності з [3] як відношення модуля вектора похибки до модуля масштабованої напруги ЕЕО відповідної фази:

$$TVE_j = \frac{|\Delta \dot{U}_j|}{|\dot{U}_{id\ вих\ j}|} 100\%,$$

де $j=0,1,2$, що відповідає фазам A, B, C.

Окремо визначимо похибки вимірювання модуля f_u та кута δ вектора напруги аналогічно тому, як визначають похибки за напругою та кутом ТН:

$$f_{uj} = \frac{|\dot{U}_{вих\ j}| - |\dot{U}_{id\ вих\ j}|}{|\dot{U}_{id\ вих\ j}|},$$

$$\delta_j = \arg(\dot{U}_{вих\ j}) - \arg(\dot{U}_{id\ вих\ j}).$$

За умови малого кута δ , як це зазвичай є, і враховуючи, що величина такого кута в радіанах дорівнює його синусу, ортогональні проекції вектора похибки ΔU на напрям первинної напруги досить точно визначають похибки за напругою та кутом, тобто

$$f_u \approx \frac{|CB|}{|OC|}, \quad \delta \approx \frac{|AB|}{|OC|}.$$

Виходячи з векторної діаграми (рис. 1), TVE в умовних одиницях можна визначити так:

$$TVE = \frac{|AC|}{|OC|},$$

і тоді справедливим є співвідношення $TVE^2 = f_u^2 + \delta^2$.

На рис. 1 показано два вектори $U_{вих}$ і $U'_{вих}$, які є результатами вимірювання одного і того самого вектора первинної напруги. Для виміряного вектора $U_{вих}$ похибки f_u та δ визначаються відріз-

ками СВ та АВ, для вектора $U'_{\text{вих}}$ – відповідно CD та ED. У наведених двох прикладах результатів вимірювання значення цих похибок відрізняються за величиною та знаком, в той же час критерії точності TVE в обох випадках однакові. Таким чином, значення похибок за напругою та кутом є більш інформативними, ніж значення TVE , і саме їх треба використовувати для введення поправок до результатів вимірювання з метою підвищення точності.

Застосування математичної моделі. Найчастіше вимірювання векторів напруги здійснюють у високовольтних мережах, де встановлено три однофазні ТН, з'єднані за схемою зірки з заземленою нейтраллю. Тому розглянемо застосування моделі саме для цього випадку. Топологічні матриці $[M^U]$ і $[M4^U]$ будуть одиничними, а матриця $[M_{\text{ід.сх.}}]$ – діагональною:

$$[M_{\text{ід.сх.}}] = \text{diag} \{1/n_{\text{ном}}, 1/n_{\text{ном}}, 1/n_{\text{ном}}, \dots\},$$

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

Матриця $[M2^U]$ – діагональна, елементи якої визначаються похибками ТН за напругою та кутом:

$$[M2^U] = \text{diag} \left\{ \frac{(1+f_A)e^{i\delta_A}}{n_{\text{ном}}}, \frac{(1+f_B)e^{i\delta_B}}{n_{\text{ном}}}, \frac{(1+f_C)e^{i\delta_C}}{n_{\text{ном}}} \right\},$$

де $f_A, \delta_A, f_B, \delta_B, f_C, \delta_C$ – похибки за напругою та кутом фазних ТН.

Діагональні елементи матриці $[M3^U]$ характеризують падіння вторинної напруги в лінії зв'язку від власного навантаження ТН і визначаються наступним чином:

$$m3_{jj} = 1 - \Delta \dot{U}_j^{(j)} / \dot{U}_{2j},$$

де $\Delta \dot{U}_j^{(j)}$ – падіння напруги в лінії зв'язку j -го ТН, спричинене його навантаженням.

Інші елементи цієї матриці визначають додаткове падіння напруги в лінії зв'язку ТН, спричинене його роботою в групі:

$$m3_{ji} = -\Delta \dot{U}_j^{(i)} / \dot{U}_{2i},$$

де $\Delta \dot{U}_j^{(i)}$ – падіння напруги в лінії зв'язку j -го ТН, спричинене навантаженням i -го ТН.

В нашому випадку схема з'єднання ТН з навантаженням показана на рис. 2. Навантаження кожного з ТН позначимо Z_A, Z_B і Z_C , а опір лінії – Z_k .

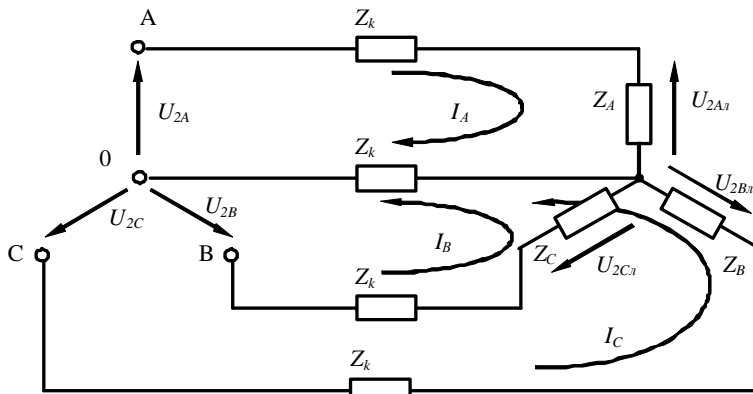


Рис. 2

Виходячи з розрахунку схеми, одержимо напругу на виході лінії зв'язку ТН фази А:

$$\dot{U}_{2Ai} = \dot{U}_{2A} - 2\dot{I}_A Z_k - \dot{I}_B Z_k - \dot{I}_C Z_k.$$

Враховуючи співвідношення опору проводів і навантаження ТН, при визначенні вторинних струмів ТН опором проводів можна знехтувати:

$$\dot{I}_A = \dot{U}_{2A} / Z_A, \quad \dot{I}_B = \dot{U}_{2B} / Z_B, \\ \dot{I}_C = \dot{U}_{2C} / Z_C.$$

Таким чином, падіння напруги у вторинному колі фазного ТН має три складові: перша, спричинена власним навантаженням ТН, що дорівнює

$$\Delta U_A^{(A)} = 2\dot{U}_{2A} Z_k / Z_A,$$

дві інші – додаткові падіння напруги в нульовому проводі, спричинені навантаженнями інших ТН:

$$\Delta U_A^{(B)} = \dot{U}_{2B} Z_k / Z_B, \quad \Delta U_A^{(C)} = \dot{U}_{2C} Z_k / Z_C.$$

Виконавши аналогічні розрахунки для двох інших фаз, одержимо значення матриці $[M3^U]$ для цієї схеми

$$[M3^U] = \begin{bmatrix} 1 - 2Z_k / Z_A & -Z_k / Z_B & -Z_k / Z_C \\ -Z_k / Z_A & 1 - 2Z_k / Z_B & -Z_k / Z_C \\ -Z_k / Z_A & -Z_k / Z_B & 1 - 2Z_k / Z_C \end{bmatrix}.$$

ТН, як і будь-які засоби вимірювання, мають похибки, які зумовлені як конструкцією, так і впливом зовнішніх факторів. До останніх належать величина первинної напруги, потужність та характер навантаження всіх обмоток ТН, зовнішня температура. Слід зазначити, що нормативні документи визначають вимоги до похибок ТН за таких умов: первинна напруга в межах $0,8 \div 1,2$ номінального; навантаження – від $0,25$ до $1,0$ номінального; навантаження має активно-індуктивний характер з коефіцієнтом потужності $0,8$. В той же час, широке впровадження електронних лічильників, іншого мікропроцесорного обладнання, яке має невелике споживання активного або активно-ємнісного характеру, призводить до того, що навантаження ТН не відповідають нормативним вимогам і їхні похибки можуть виходити за допустимі межі. Це необхідно враховувати при визначенні похибок вимірювання векторів напруги.

Типові залежності похибок ТН від навантаження, що наводяться в технічній літературі, мають здебільшого лінійний характер і можуть бути аналітично апроксимовані [2]. Однак, зважаючи на використання виткової корекції, індивідуальних особливостей виготовлення конкретного трансформатора, в математичній моделі краще використовувати дані про похибки ТН, одержані шляхом його повірки або обчислені з використанням паспортних даних, які надає завод-виробник.

Для ТН напругою $110\text{--}500$ кВ номінальна потужність в класі $0,5$ складає 400 ВА, а мінімальна, для якої нормується похибка, 100 ВА. Зважаючи на характер і величину навантаження, яке створюють сучасні прилади, будемо (як мінімальне) розглядати навантаження 50 ВА, а кут φ від -60° до 60° . Враховуватиметься тільки активний опір проводів лінії зв'язку, зважаючи, що величини індуктивного опору і ємності відносно невеликі і ними можна знехтувати [7].

Розрахунки показують, що модулі похибок за напругою f_u та кутом δ , спричинених лінією зв'язку, лінійно збільшуються зі зростанням опору лінії, тобто її довжини, і навантаження. Причому, якщо похибка за напругою завжди від'ємна, то знак кутової залежить від характеру навантаження (активно-індуктивний або активно-ємнісний). Залежність TVE та похибок f_u і δ від кута навантаження φ при симетричному навантаженні групи ТН показана на рис. 3 для лінії зв'язку з опором $0,25$ Ом (це може бути, наприклад, лінія довжиною 250 м, виконана мідним контрольним кабелем КВВГ $7 \times 2,5$) і трьох величин навантаження. Похибки обчислено за умови номінальної первинної напруги. В даному випадку величина TVE не залежить від кута навантаження, в той час як похибки за напругою та кутом змінюються зі зміною кута φ .

В умовах експлуатації навантаження групи ТН часто має несиметричний характер. Проаналізуємо, як впливає несиметрія на похибки вимірювання векторів напруг. Нехай навантаження фаз B і C дорівнює 100 ВА, а фази A змінюється від 50 до 150 ВА, коефіцієнти потужності відповідають нормативним, тобто дорівнюють $0,8$ (активно-індуктивний характер). З одержаних залежностей (рис. 4) видно, що зміна навантаження фази A по-різному впливає на похибки фаз B і C , в той час, як TVE цих фаз однакові. Це підтверджує необхідність застосовувати математичну модель трифазного вимірювального каналу, яка дозволяє враховувати навантаження всієї групи ТН і одержувати інформацію про похибки за напругою та кутом.

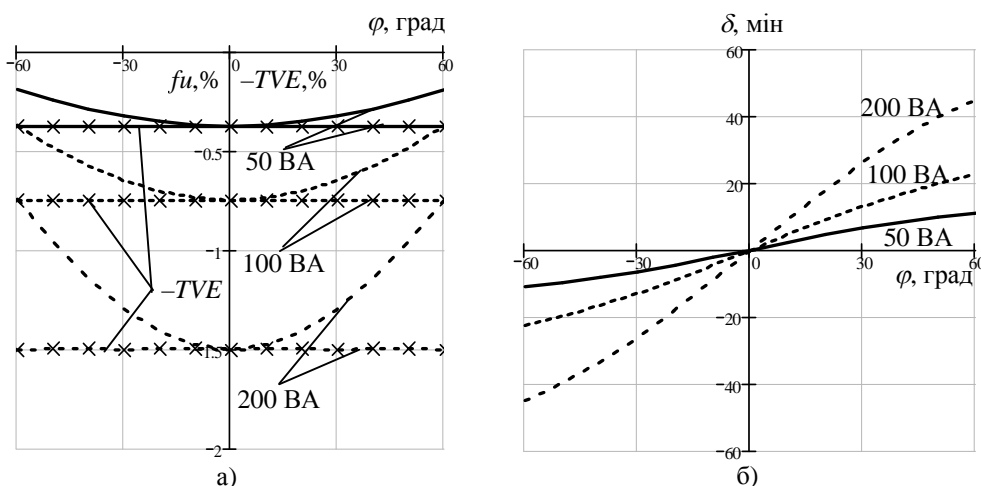


Рис. 3

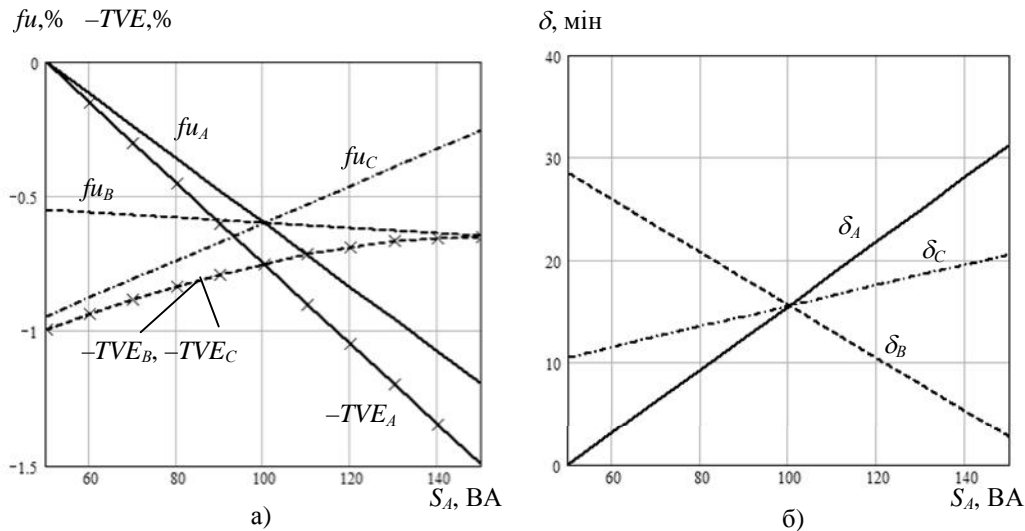


Рис. 4

Застосуємо запропоновану модель до каналу з трьома ТН типу НКФ-110-57, похибки яких та величини струмів навантаження відомі з результатів перевірки [4] та наведені в таблиці. Там же подано обчислені TVE , похибки за напругою та кутом кожної фази ВК (опір лінії зв'язку 0,25 Ом) для двох коефіцієнтів навантаження: $\cos\varphi=0,8$ і $\cos\varphi=1,0$.

Фаза	Струм навантаження, А	Похибки ТН		Обчислені похибки ВК					
		Похибка за напругою, %	Кутова похибка, мін	$TVE, \%$		Похибка за напругою, %		Кутова 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

Видно, що похибки вимірювання напруг фаз суттєво різняться. Це спричинено не тільки відмінністю похибок ТН різних фаз, але і падінням напруги в лінії зв'язку, яке залежить від величини та характеру навантаження всієї групи ТН.

Висновки. Запропонована математична модель дозволяє визначати похибки вимірювання векторів трифазної напруги високовольтних ЕЕО з урахуванням впливу індивідуальних метрологічних характеристик ТН, що входять до складу каналу, параметрів ліній приєднання вторинного навантаження до групи ТН, величини та характеру цього навантаження. Одержані оцінки засвідчили суттєвий вплив цих факторів на величину похибок ВК.

Проведені дослідження показали також, що інформація тільки про значення TVE є недостатньою для проведення корекції, більш інформативними є значення похибок за напругою та кутом. Обчислення їх з використанням запропонованої моделі дозволяє підвищити точність вимірювання векторів напруги шляхом введення поправок до результатів вимірювання.

1. Бондарева Н.В., Грбовой А.А. Опыт синхронизированных векторных измерений в ОЭС Востока // Электрические сети и системы. – 2007. – №3. – С. 9–15.

2. Борю Н.В., Руденко В.И., Соболева Е.А. О метрологических характеристиках высоковольтных измерительных трансформаторов // Электрические станции. – 1989. – №2. – С. 85–86.

3. Канг Х., Кворович Б., Майкок К. Моделирование модуля измерения фазовых электрических величин (PMU) и его применение для мониторинга устойчивости энергосистем // Сб. докладов Межд. науч.-техн. конф. "Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем". – М.: Научно-инженерное информационное агентство. – 2009. – С. 594–602.

4. Киселев В.В., Боярин Н.А. Результаты поверки измерительных трансформаторов напряжения и тока // Докл. третьей науч.-практ. конф. "Метрология электрических измерений в электроэнергетике". – М.: Изд-во "НЦ ЭНАС". – 2003.

5. Стогний Б.С., Сопель М.Ф., Слынько В.М., Пилипенко Ю.В., Уцаповский К.В., Трофименко С.А. Контроль метрологических характеристик технических средств системы мониторинга переходных режимов энергосистем в условиях эксплуатации // Техн. электродинамика. Тем. вип. "Силовая электроника та енергоефективність". – 2007. – Ч.1. – С. 78–79.

6. *Танкевич Є.М., Яковлева І.В.* Математична модель похибки груп трансформаторів напруги в складі трифазних вимірювальних комплексів електроенергії // Новини енергетики. – 2006. – №11. – С. 36–41.
7. *Электрическая часть станций и подстанций* / Под ред. А.А.Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
8. C37.118-2005 IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems.
9. Interim Report: "North American SynchroPhasor Initiative Performance & Standards Task Team, August 26, 2007. Synchrophasor Measurement Accuracy Characterization" 62 p.
<http://www.naspi.org/resources/pstt/psttresources.stm>.

УДК 621.3.001.5:621.3.08: 621.314.224

Влияние компонентов измерительного канала на погрешности измерения векторов напряжения

**Е.Н.Танкевич, докт.техн.наук, Г.М.Варский, канд.техн.наук, И.В.Яковлева, канд.техн.наук,
Институт электродинамики НАН Украины, пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина.**

Intensive introduction of the synchrophasor measurement of regime parameters of high-voltage electroenergy objects, above all things voltage phasor, needs research and evaluation of their measuring channels errors. The mathematical model of error of channel, which takes into account most factors which influence on its value, is offered. This model can be used, in particular, for the calculation of allowances to the results of measuring with the purpose of increase of their accuracy. Dependences of error components, caused by the communication line between the second loading and the voltage transformers, from a value, character and unsymmetry of loading are got. The example of application of model to the concrete channel is made. References 9, tables 1, figures 4.

Ключевые слова: измерительный канал, погрешность, вектор напряжения.

Influence of the components of measuring channel on the measuring error of voltage phasors

Ye.M.Tankevych, G.M.Varskyi, I.V.Yakovleva,

Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine, Peremogy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine.

Intensive introduction of the synchrophasor measurement of regime parameters of high-voltage electroenergy objects, above all things voltage phasor, needs research and evaluation of their measuring channels errors. The mathematical model of error of channel, which takes into account most factors which influence on its value, is offered. This model can be used, in particular, for the calculation of allowances to the results of measuring with the purpose of increase of their accuracy. Dependences of error components, caused by the communication line between the second loading and the voltage transformers, from a value, character and unsymmetry of loading are got. The example of application of model to the concrete channel is made. References 9, tables 1, figures 4.

Key words: measuring channel, error, voltage phasor.

1. *Bondareva N.V., Grobovoi A.A.* The experience of the synchronized phasor measuring in the East UES // *Elektricheskie seti i sistemy*. – 2007. – №3. – P. 9–15. (Rus.)
2. *Boriu N.V., Rudenko V.I., Soboleva E.A.* About metrology descriptions of high-voltage measurings transformers // *Elektricheskie stantsii*. – 1989. – №2. – P. 85–86. (Rus.)
3. *Kang Kh., Kvorovich B., Maikok K.* Simulation of the phasor measurement unit of electrical quantities (PMU) and its application for monitoring of stability of power systems // *Sbornik dokladov Mezhdunarodnoi nauchno-tehnicheskoi konferentsii "Sovremennye napravleniia razvitiia sistem releinoi zashchity i avtomatiki energosistem"*. – Moskva: Nauchno-inzhenernoe informatsionnoe agenstvo. – 2009. – P. 594–602. (Rus.)
4. *Kiselev V.V., Boiarin N.A.* The results of verification of voltage and current measuring transformers // *Doklady tretei nauchno-tehnicheskoi konferentsii "Metrologiia elektricheskikh izmerenii v elektroenergetike"*. – Moskva: Izdatelstvo "NTs ENAS". – 2003. (Rus.)
5. *Stognii B.S., Sopol M.F., Slynko V.M., Pilipenko Yu.V., Ushchapovskii K.V., Trofimenko S.A.* Control of the metrology descriptions of hardware of the system of monitoring of transient states of grids under the exploitation conditions // *Tekhnichna elektrodynamika. Tematychnyi vypusk "Sylova elektronika ta energoefektyvnist"*. – 2007. – Vol.1. – P.78–79. (Ukr.)
6. *Tankevych Ye.M., Yakovleva I.V.* The mathematical model of error of voltage transformer groups in composition of three-phase electric power measuring complexes // *Novyny energetyky*. – 2006. – №11. – P. 36–41. (Ukr.)
7. *Electrical annex of stations and substations* / Pod red. A.A.Vasileva.–M.:Energoatomizdat, 1990.–576 p.(Rus.)
8. C37.118-2005 IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems.
9. Interim Report: "North American SynchroPhasor Initiative Performance & Standards Task Team, August 26, 2007. Synchrophasor Measurement Accuracy Characterization" – 62 p.
<http://www.naspi.org/resources/pstt/psttresources.stm>.

Надійшла 22.06.2011
Received 22.06.2011