

**ВИКОРИСТАННЯ МІКРОСИНХРОФАЗОРІВ ДЛЯ СИМЕТРУВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ ФІДЕРІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ****О. С. Яндутьський, Г. О. Труніна, Д. В. Настенко, А. Б. Нестерко**

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

**ORCID: 0000-0002-0362-7947; 0000-0002-4044-4955; 0000-0002-9184-1950; 0000-0001-7488-4214**

Розглянуто підходи до вирішення проблем, що виникають в розподільних електричних мережах в умовах зростання рівнів розподіленої генерації. Встановлено фактори, що призводять до збільшення невизначеності в прогнозуванні режимів розподільних мереж та ускладнюють задачі діагностики силового обладнання, ідентифікації топології мережі, оцінки стану і визначень місця пошкодження. Детально проаналізовано проблеми неправильного маркування фаз та симетрування навантаження фідерів розподільних мереж. Розглянуто існуючі способи вирішення задачі ідентифікації фаз в трифазних електричних мережах. Авторами запропоновано підхід до ідентифікації фаз та симетрування навантаження фідерів з використанням даних мікросинхрофазорів (uPMU) на основі аналізу вимірювань напруги в формі часових рядів. Запропонований підхід базується на порівнянні вимірів виконаних на початку фідеру з вимірами виконаними в інших місцях фідеру з урахуванням постійних зсувів кутів фазора напруги кратних 30 градусам, що обумовлюються зсувом фаз D-Y трансформаторами, які можуть перебувати між точками де встановлені uPMU. Особливістю запропонованого підходу є можливість вирішення задачі маркування і ідентифікації фаз при використанні вимірювальних органів uPMU, що мають точність в межах до 1 градуса. В результаті, на основі інформації про актуальне маркування фаз, авторами статті запропонований підхід до симетрування навантаження фідерів оснований на вирішенні оптимізаційної задачі. Критерієм оптимізації є мінімум по сумі норм вектору пофазних навантажень фідера за визначений період часу.

**Ключові слова:** синхронізовані вимірювання режимних параметрів, відновлювальні джерела енергії, розподільна електрична мережа, симетрування навантаження, маркування фаз, несиметрія фаз, втрати електричної енергії, трифазні електричні мережі.

**АКТУАЛЬНІСТЬ РОБОТИ.** Зростання рівнів розподіленого генерування в розподільних електричних мережах (РЕМ) призводить до збільшення невизначеності в прогнозуванні режимів і вимагає залучення нових ресурсів до надання допоміжних мережевих послуг. Наявність генеруючих потужностей на фідерах РЕМ має комплексний вплив на режим її роботи. Згаданий вплив можна оцінити за характером зміни фазових кутів напруги і струму [1].

Джерела розподіленого генерування можуть залучатися для функцій регулювання режимів мережі, таких як оптимізація перетоків реактивної потужності, адаптивний захист, оптимізація втрат потужності, регулювання частоти та потужності або перехід на острівні режими. Впровадження цих функцій вимагає як більш точних вимірювань режимних параметрів для задач управління при зростаючій мінливості і невизначеності режимів, так і технічних можливостей залучення розподіленого генерування до регулювання в широких діапазонах.

В статті розглядаються нові стратегії управління розподільними мережами з різними, активними компонентами з використанням синхронізованих вимірювань значень фаз напруги і струму (величина і фазовий кут) на основі використання високоточних мікросинхрофазорів (uPMU), які адаптовані до роботи в розподільних мережах.

Особливу увагу в статті зосереджено на проблемі неправильного маркування фаз та симетрування навантаження фідерів розподільних мереж. В першу чергу проблема обумовлена тим, що електроенергетичні підприємства часто мають обмежену або неадекватну інформацію про маркування фаз (А, В, С) підключених навантажень. Крім того, в РЕМ часто відбуваються зміни в маркуванні фаз, пов'язані з реконфігураціями і технічним обслуговуванням.

Такі зміни не завжди відслідковуються безперервно. Разом з тим, правильне маркування фаз має вирішальне значення для запобігання надмірних втрат та скорочення терміну служби компонентів мережі в результаті незбалансованих навантажень, інтеграції розподіленого генерування або недостатнього послаблення вищих гармонік.

Неправильне маркування фаз також є основним джерелом помилок під час діагностики силового обладнання, оцінки стану [1], визначень місця пошкодження [2] і ідентифікації топології мережі [3]. При керуванні режимами електричних мереж з активними компонентами, такими як відновлювані джерела енергії, критично важливими є точні трифазні моделі елементів мережі. Проте валідація таких моделей нетривіальна, оскільки маркування фаз часто є невідомим. Через брак інформації АСУТП часто припускають, що їх мережа збалансована і на кожному фазу розподіляють третину нових навантажень [4]. Окрім іншого, це призводить до порушення симетрії фаз та, відповідно, погіршення якості та надійності електропостачання. Для вирішення цієї проблеми на практиці використовуються ручні підходи, що ґрунтуються на методах інжекції сигналів. Однак ці рішення не набули широкого поширення в службах експлуатації, оскільки вони є дорогими і трудомісткими, що призводить до частих помилок.

Автори статті співпрацюють в розробці однієї з передових технологій моніторингу розподільних мереж [5], а саме мікросинхрофазорів або uPMU, що здатні забезпечити високу точність синхронізованих за часом вимірювань величин напруги, струмів і фазових кутів. Запропонований підхід до ідентифікації фаз та симетрування навантаження фідерів використовує дані uPMU, аналізуючи вимірювання часових рядів, виконаних в різних місцях фідеру.

Мета роботи – розробка підходу до вирішення задачі ідентифікації маркування фаз та симетрування навантаження в РЕМ в реальному часі з метою зменшення втрат потужності та підвищення якості електропостачання.

**МАТЕРІАЛ І РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ.** Синхрофазори (рис. 1) були вперше розроблені і продемонстровані дослідниками В'їрджинського технологічного університету на початку 80-х років [5]. Велике затемнення в 2003 р на північному сході США виявило потребу в синхронізованих за часом вимірах при діагностиці та прогнозуванні відмов. З тих пір РМУ стали основою систем моніторингу перехідних режимів (рис. 2). Однак синхрофазори не набули широкого використання для моніторингу режимів РЕМ. Незважаючи на те, що РМУ можуть бути встановлені на розподільних підстанціях, вимірювання кута напруги зазвичай прив'язуються до кутів в інших місцях мережі, а не до фідера, до якого вони приєднані.

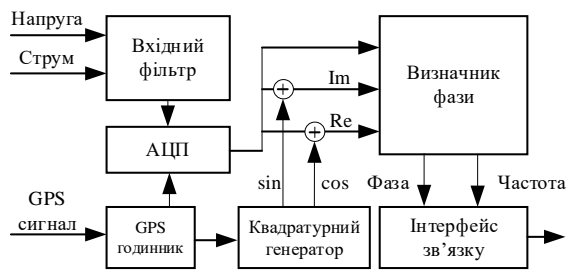


Рисунок 1 – Структурна схема основних функціональних блоків мікросинхрофазора

Основними функціональними блоками (рис. 1) мікросинхрофазора є: вхідний фільтр (відповідальний за гальванічну розв'язку вимірювальних кіл); аналогово-цифровий перетворювач (8 каналів з частотою від 100к вибірок/с); GPS-годинник для синхронізації вимірювань; модуль визначення фазорів струму та напруги; інтерфейс зв'язку на основі протоколу IEEE C37.118.

Основне призначення мікросинхрофазорів полягає в порівнянні кутів напруги в точках розподільної мережі, розташованих за підстанцією, що ускладнюється наступними факторами:

1) перетоки потужності малі, а різниця в кутах напруги в розподільній мережі значно менша, ніж у магістральній мережі, тобто десятки частки градуса, а не десятки градусів. Тому відхилення від усталеного стану повинні вимірюватися з точністю до десятків міліградусів;

2) вимірювання в системах розподілу більш зашумлені, в порівнянні з магістральними мережами, де варіабельність, як правило, краще згладжується статистичним агрегуванням. Оскільки вимірювання з високою роздільною здатністю в РЕМ все ще рідкісні, ще не накопичено достатньо емпіричних знань про підходи до виділення «корисного» сигналу з шуму на різних часових масштабах;

3) вартість установки декількох  $\mu$ PMU на фідері повинна бути значно нижче в порівнянні з економічним обґрунтуванням установки традиційного РМУ;

4) співвідношення доступних точок вимірювання до кількості вузлів мережі при розподілі електроенергії значно менше, ніж при її транспортуванні, враховуючи, що кожен трансформатор фактично є вузлом. Отже, в цьому випадку, набагато важче виконати оцінку стану для всієї мережі.

Розподільні мережі в більшості випадків не є спостережуваними за межами підстанції. Комутатори і захисні пристрої можуть ненадійно повідомляти оператору розподільної мережі про свій стан, тому маркування фаз і топологія можуть бути визначені з упевненістю тільки шляхом відправки оперативних бригад в «поле».

Ідентифікація маркування фаз є нетривіальною підмножиною топологічної ідентифікації. В статті запропоновано підхід до ідентифікації, оснований на співставленні фаз між близькими точками, що по суті, являє собою пошук постійних зсувів кратних 30 градусам обумовлених зсувом фаз D-Y трансформаторами, які можуть перебувати між точками. З огляду на це, достатня точність  $\mu$ PMU для задачі маркування і ідентифікації фаз лежить в межах до 1 градуса.

Правильне маркування фаз має вирішальне значення для задач управління, пов'язаних з використанням інформації про топологію мережі, зв'язки і надійність. На додаток до відсутності надійної інформації про маркування, небаланси в мережі, зміна навантаження, розподілене генерування та регулювання напруги ускладнюють ідентифікацію фаз. Наявна література по ідентифікації фаз є досить обмеженою. В [6] пропонується пристрій фазової ідентифікації для вимірювання збігу фаз, а в [7] представлено пристрій сигнального інжектора разом з пристроєм обробки сигналу, які можуть бути використані для фазової ідентифікації. Недоліками цих методів є потреба в нових апаратних засобах, каналах зв'язку і тренування персоналу для їх використання.

Інший клас підходів заснований на даних вимірювання навантаження. Наприклад, в [8] використовується аналіз перетоків потужності і статистичні дані про навантаження для зіставлення фаз на підстанції з агрегованими навантаженнями. Однак ці методи використовують статистичну інформацію про навантаження без урахування невизначеності. В роботах [8,9] вирішується задача оптимізації навантаження з шумом у вимірах. Дані вимірювання навантаження повинні бути синхронізовані за часом з вимірювальним пристроєм на кожному трансформаторі, але ця вимога все ще не відповідає фактичній структурі системи вимірювання навантаження. Більш того, збіжність запропонованого методу оптимізації надто чутлива до якості даних.

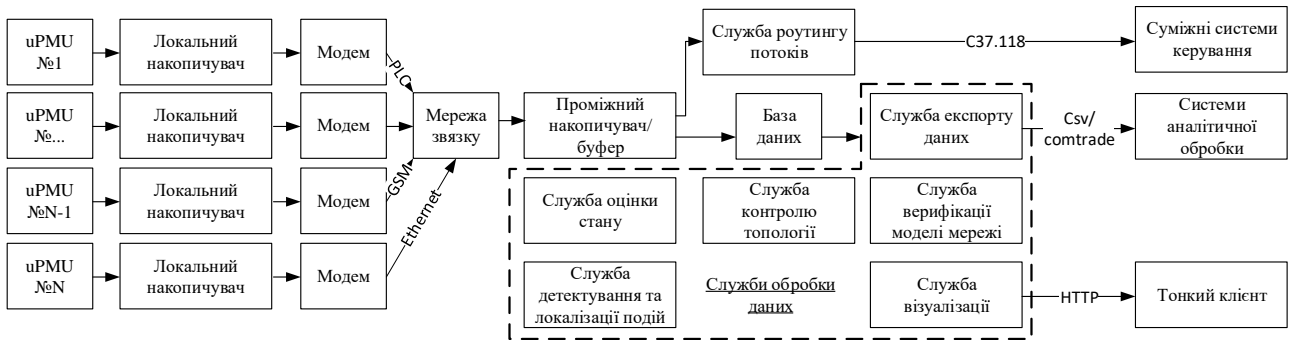


Рисунок 2 – Структура системи моніторингу розподільчої мережі з використанням мікросинхрофазорів

Кроскореляційні вимірювання напруги для даних будинкових лічильників представлена в [10]. Метод простий в реалізації, але вимагає трифазного навантаження в якості еталону. Простий метод, заснований на лінійній регресії напруги між лічильниками і підстанцією, запропонований в [11]. Метод використовує агрегування даних вимірювань для кореляції з напругою підстанції з використанням мікросинхрофазорів, які забезпечують високоточні вимірювання величини напруги і фазового кута зі швидкістю до 120 вимірювань на секунду. Вимірювання амплітуди і кутів з пари місць аналізуються в два окремих етапи, щоб з високим ступенем достовірності зіставити кожен фазу з її правильним аналогом в іншій точці. Ідентифікація фази може бути однією з багатьох діагностичних програм, підтримуваних відносно недорогими приладами uPMU і, таким чином, не повинна бути основою економічного обґрунтування їх використання.

Аналіз існуючих підходів до ідентифікації фаз показав, що найбільш ефективними на даний час є прямі методи вимірювання фаз близьких точок мережі з подальшим пошуком постійних зсувів кратних 30 градусам з використанням критерію (1). Також, даний підхід не потребує надвисокої точності вимірювання, що може бути забезпечено недорогими uPMU.

$$P_{l,label}^i = \arg \min_{P^{ref} \in \{P_a^{ref}, P_b^{ref}, P_c^{ref}\}} \left| \arg(P_l^i) - \arg(P^{ref}) \right|$$

$$R^i = \begin{cases} \alpha, P_{a,label}^i = P_a^{ref} \text{ and } P_{b,label}^i = P_b^{ref} \\ \beta, P_{a,label}^i = P_b^{ref} \text{ and } P_{b,label}^i = P_c^{ref} \\ \gamma, P_{a,label}^i = P_c^{ref} \text{ and } P_{b,label}^i = P_a^{ref} \end{cases} \quad (1)$$

$$l \in \{a, b, c\}, i = 1..n$$

де  $P_{l,label}^i$  – визначене маркування фаз в точці вимірювання,  $R^i$  – множина можливих конфігурацій маркування ( $\alpha, \beta, \gamma$ ),  $P^{ref}$  – конфігурація маркування на початку фідера.

На основі інформації про актуальне маркування фаз авторами статті запропонований підхід до симетрування навантаження фідерів оснований на вирішенні

оптимізаційної задачі. Критерієм оптимізації є мінімум по сумі норм вектору пофазних навантажень фідера за визначений період часу (2), а керованою змінною виступає матриця конфігурації фаз в точках приєднання навантаження (3). В загальному випадку матриці  $X_i$  та  $X^{opt}$  залежать від часу.

$$J = \min_{X_i \in \{X_i^\alpha, X_i^\beta, X_i^\gamma\}} \left( \sum_{i=1}^n \|L^k(X_i)\| \right),$$

$$X^{opt} = \arg J, \quad (2)$$

$$X^{opt} = \begin{pmatrix} x_1^\alpha & x_2^\alpha & x_3^\alpha & x_4^\alpha & x_5^\alpha & x_6^\alpha & \dots & x_n^\alpha \\ x_1^\beta & x_2^\beta & x_3^\beta & x_4^\beta & x_5^\beta & x_6^\beta & \dots & x_n^\beta \\ x_1^\gamma & x_2^\gamma & x_3^\gamma & x_4^\gamma & x_5^\gamma & x_6^\gamma & \dots & x_n^\gamma \end{pmatrix} \rightarrow \begin{pmatrix} 100001\dots 0 \\ 011100\dots 0 \\ 000010\dots 1 \end{pmatrix}$$

$$L^k = \sum_{i=1}^n X_i l_i^k, \quad l_i = \begin{bmatrix} l_i^a \\ l_i^b \\ l_i^c \end{bmatrix}, \quad (3)$$

$$l_i^a = [l_i^{a,t1} \ l_i^{a,t2} \ \dots \ l_i^{a,sp}]$$

де  $L^k$  – вектор групових пофазних навантажень фідера в час  $k$ , а  $l_i$  – потужність навантаження в точці приєднання  $i$  (рис. 3).

Матриця конфігурації фаз в точках приєднання навантаження має вигляд (4):

$$X_i = \begin{bmatrix} x_i^\alpha & x_i^\beta & x_i^\gamma \\ x_i^\gamma & x_i^\alpha & x_i^\beta \\ x_i^\beta & x_i^\gamma & x_i^\alpha \end{bmatrix}, \quad (4)$$

$$x_i^\alpha + x_i^\beta + x_i^\gamma = 1$$

Кожен елемент матриці  $X_i$  визначає конфігурацію трифазного підключення навантаження де  $X_i^\alpha$  означає чергування фаз ABC, а  $X_i^\beta$  – ВСА відповідно.

Результати симетрування навантаження наведено на рис. 4. Аналіз отриманих даних показав, що ви-

користання запропонованого підходу для досліджуваного фідера дозволяє зменшити коефіцієнт несиметрії з 1,05 до 1,002. Перерозподіл навантаження

по фазах дозволив також зменшити максимальне навантаження фази з 40кВт до 37кВт.

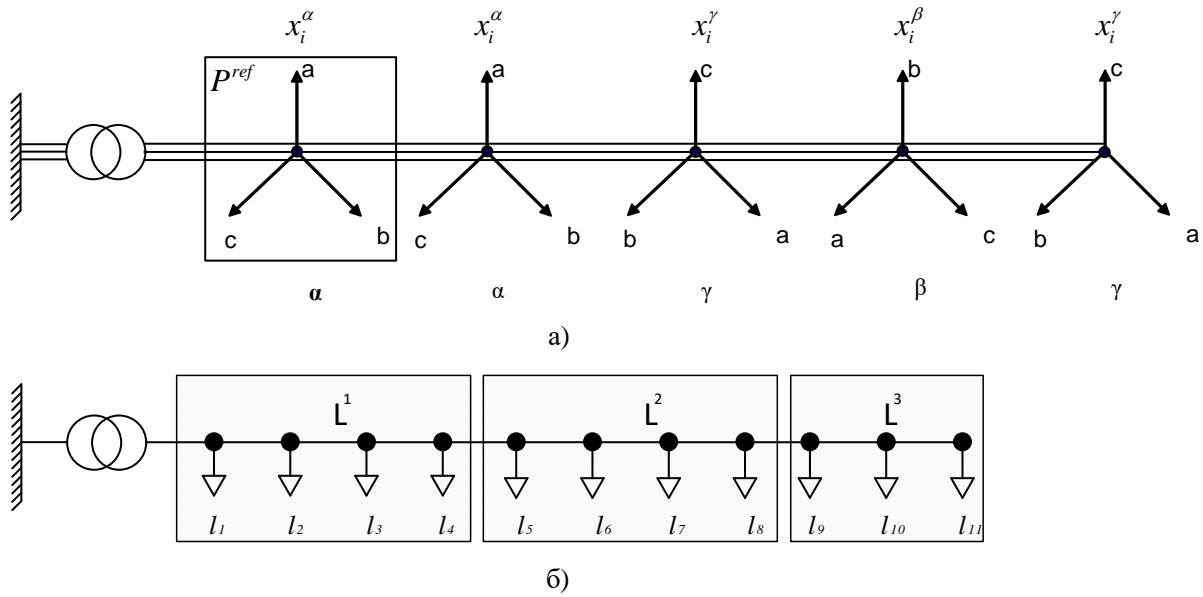


Рисунок 3 – Схема маркування фаз фідера (а) та схема групування навантажень при симетруванні в межах одного фідера (б)

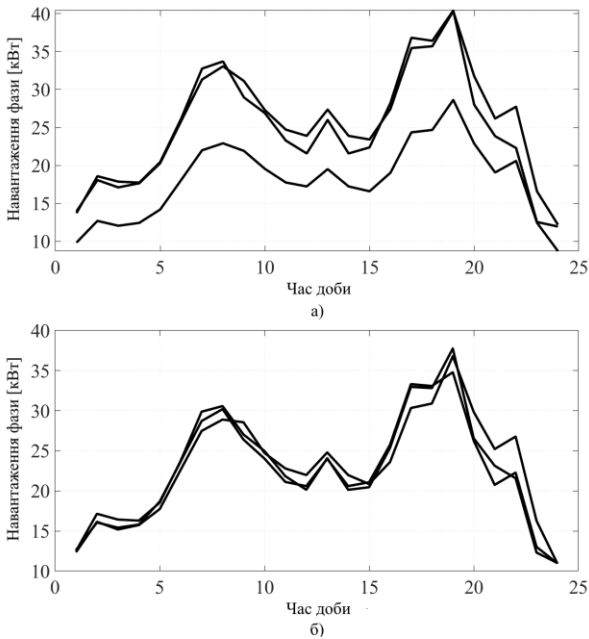


Рисунок 4 – Порівняльна діаграма зміни втрат потужності в електричній мережі

З використанням даного підходу, в процесі симетрування навантаження також можливо забезпечити отримання оптимального результату з мінімальними комутаціями. Таким чином, якщо вихідний стан комутації можна описати матрицею  $X^{init}$ , а оптимальний матрицею  $X^{opt}$  (2), то оптимальний результат симетрування досягається з використанням критерію (5).

$$X_{min}^{opt} = \arg \min_{X^{opt} \in \{X^{opt,\alpha}, X^{opt,\beta}, X^{opt,\gamma}\}} (\|X^{init} \circ X^{opt}\|_1), \quad (5)$$

$$X^{opt} \in \{X^{opt,\alpha}, X^{opt,\beta}, X^{opt,\gamma}\}$$

де  $\|X^{init} \circ X^{opt}\|_1$  – норма добутку Адамара над початковим станом комуючих пристроїв та одним з оптимальних ( $\alpha, \beta, \gamma$ ).

**ВИСНОВКИ.** В роботі досліджується підхід до ідентифікації фаз в трифазних розподільних мережах, що базується на аналізі вимірів мікросинхрофазорів (uPMU). Запропонований підхід оснований на прямих вимірах напруги в різних місцях фідера, з урахуванням того, що в незбалансованій трифазній системі величини напруги часового ряду на двох кінцях однієї фази повинні мати значно сильніші кореляції, ніж на двох кінцях різних фаз. Ця особливість обумовлює можливість вирішення задачі маркування і ідентифікації фаз при використанні вимірювальних органів uPMU з точністю в межах до 1 градуса. Встановлено, що методи ідентифікації фаз, що засновані виключно на кореляції величини напруги, мають незадовільну збіжність збалансованих системах. Запропонований підхід враховує, кратний 30 градусам, зсув фаз, обумовлений наявністю D-Υ трансформаторів. Запропоновані підходи будуть досліджені при створенні системи моніторингу розподільних електричних мереж з використанням uPMU на пілотному майданчику кампусу КПІ ім. Ігоря Сікорського і в інших місцях у співпраці з операторами розподільних мереж, що також дозволить вивчити вплив розташування uPMU в різних розподільних мережах.

ЛІТЕРАТУРА

1. Arghandeh R., Onen A., Jung J., Cheng D., Broadwater R., Centeno V. Harmonic Impact Study For Distributed Energy Resources Integrated into Power Distribution Networks. *American Society of Mechanical Engineers Power Conference 2013 (ASME Power2013)*. 2013. Vol. 56062. P. V002T09A009. doi: 10.1115/POWER2013-98150

2. Кутін В. М., Луцяк В. В., Матвієнко С. В. Комбінована система пошуку пошкоджень в розподільних повітряних мережах. *Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету*. 2005. №3(32). С. 169–171.
3. Яндулський О. С., Дмитренко О. О., Заколяжний В. В., Настенко Д. В., Рубель А. Б. Автоматична багаторівнева система збору та передачі інформації від МП РЗА різних виробників. *Інформаційний збірник «Промислова електроенергетика та електротехніка» Промелектро*. 2010. № 2. С. 14–18.
4. Wen M.H., Arghandeh R., von Meier A., Poolla K., Li V.O. Phase identification in distribution networks with micro-synchrophasors. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2015. Vol. 1. № 1. P. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286066
5. Яндулський О. С., Нестерко А. Б. Ідентифікація моделі електроенергетичної системи на основі синхронізованих вимірів режимних параметрів під час перехідних процесів. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 59–62.
6. Chen C.S., Ku T.T., Lin C.H. Design of phase identification system to support three-phase loading balance of distribution feeders. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2011, Vol. 1. №48. P. 191–198. doi: 10.1109/ICPS.2011.5890874
7. Zhiyu S., Jaksic M., Mattavelli P., Boroyevich D., Verhulst J., Belkhat M. Three-phase ac system impedance measurement unit (imu) using chirp signal injection. *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. 2013. Vol. 1. №1. P. 2666–2673. doi: 10.1109/APEC.2013.6520673
8. Dilek M., Broadwater R.P., Sequin R. Phase prediction in distribution systems. *Power Engineering Society Winter Meeting*. 2002. Vol. 2. №1. P. 985–990. doi: 10.1109/PESW.2002.985153
9. Arya V., Seetharam D., Kalyanaraman S., Dontas K., Pavlovski C., Hoy S., Kalagnanam J.R. Phase identification in smart grids. *Smart Grid Communications (SmartGridComm)*. 2011. Vol. 1. №1. P. 25–30. doi: 10.1109/SmartGridComm.2011.6102329
10. Pezeshki H., Wolfs P.J. Consumer phase identification in a three phase unbalanced lv distribution network. *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*. 2012. Vol. 1. №1. P. 1–7. doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465632
11. Short T. A. Advanced metering for phase identification, transformer identification, and secondary modeling. *IEEE Transactions on Smart Grids*. 2013. Vol. 4. №2. P. 651–658. doi: 10.1109/TSG.2012.2219081

#### LOAD BALANCING IN DISTRIBUTION NETWORKS WITH MICRO-SYNCHROPHASORS

O. Yandulsky, H. Trunina, D. Nastenko, A. Nesterko

National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»,

ORCID: 0000-0002-0362-7947; 0000-0002-4044-4955; 0000-0002-9184-1950; 0000-0001-7488-4214

**Purpose.** The article discusses new strategies for controlling distribution networks with different, active components using synchronized measurements of voltage and current phase values (magnitude and phase angle) based on the use of high precision micro-synchrophasors (uPMUs), which are adapted to work in distribution networks. Particular attention in the article is focused on the problem of mislabeling of phases and load balancing of distribution network feeders. **Methodology.** Elements of the optimization theory and matrix calculation were used to develop optimization criteria for initial load balancing problem and minimum switching load balancing problem. **Results.** The article considers approaches to solving problems arising in distribution power grids under conditions of growth of distributed generation levels. The factors leading to increased uncertainty in forecasting distribution network modes that complicate the tasks of power equipment diagnostics, network topology identification, state assessment and fault location are established. Problems of incorrect phase marking and load symmetry of distribution network feeders are analyzed in detail. Authors proposed an approach to phase identification and feeder load symmetry using micro-synchrophasor data (uPMU) based on the analysis of voltage measurements. The proposed approach is based on comparing the measurements made at the beginning of the feeder with the measurements made in other locations of the feeder considering the constant phase angle shifts of voltage multiples of 30 degrees, which are caused by the phase shift of transformers. The peculiarity of the proposed approach is the ability to solve the problem of phase marking and phase identification using the measuring bodies of uPMUs with accuracy within 1 degree. As a result, based on the information about the actual phase markings, the authors proposed an approach to feeder load symmetry, which is based on solving the optimization problem. The optimization criterion is the minimum by the sum of the norms of the vector of the feeder phase loads for a certain period of time. This article investigates an approach to phase identification in three-phase distribution networks based on the analysis of micro-synchrophasor measurements (uPMU). The proposed approach is based on direct voltage measurements at different feeder locations, taking into account the fact that in an unbalanced three-phase system the time series voltage values at the two ends of one phase should have a much stronger correlation than at the two ends of different phases. This feature makes it possible to solve the problem of marking and identification of phases when using uPMU measuring bodies with accuracy within 1 degree. The proposed approach takes into account, in multiples of 30 degrees, the phase shift due to the presence of D-Y transformers. The proposed approaches will be investigated when creating a monitoring system for electric distribution networks using uPMUs at the pilot site of the Igor Sikorsky KPI campus and elsewhere in cooperation with network operators. **Originality.** In contrast to the known methods and approaches to the phase identification, proposed method using direct measurements of three phase voltages and thus obtained results do not contain uncertainty. **Practical value.** Solving the phase marking problem also reduces the number of errors in power equipment diagnostics, network topology identification, condition assessment and fault location. References 11, figures 4.

**Key words:** synchronized measurements, renewable energy sources, distribution network, load balancing, phase marking, asymmetry of phases, losses of electric energy, three-phase electric networks.

## REFERENCES

1. Arghandeh, R., Onen, A., Jung, J., Cheng, D., Broadwater, R., Centeno, V. (2013). Harmonic Impact Study For Distributed Energy Resources Integrated into Power Distribution Networks. *American Society of Mechanical Engineers Power Conference 2013 (ASME Power2013)*. Vol. 56062. pp. V002T09A009. doi: 10.1115/POWER2013-98150
2. Kutin, V. M., Lutsyak, V. V., Matviyenko, S. V. (2005). Kombinovana sistema poshuku poshkodzhen v rozpo-dil'nikh povitryanikh merezhakh. *Journal of the Kremenchuk State Polytechnic University*. Vol. 3. № 32. pp. 169-171. [in Ukrainian]
3. Yandulskiy, O. S., Dmytrenko, O. O., Zakolodyazhnyy, V. V., Nastenka, D. V., Rubel, A. B. (2010). Avtomatichna bagatorivneva sistema zboru ta poredachi informacii vid MP RZA riznikh virobnykiv Information collection. *Industrial Electric Power Engineering and Electrical Engineering. Promelectro*. Vol. 1. № 2. pp. 14-18. [in Ukrainian]
4. Wen, M. H., Arghandeh, R., von Meier A., Poolla K., Li V.O. (2015). Phase identification in distribution networks with micro-synchrophasors. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. Vol. 1. № 1. pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286066
5. Yandulsky, O. S., Nesterko, A. B. (2015). Identifikaciya modeli elektroenergetichnoi sistemi na osnovi sinkhronizovanih vimiriv rezhimnykh parametriv pid chas perekhidnykh procesiv.. *Technichna Elektrodinamika*. Vol. 1. № 5. pp. 59-62. [in Ukrainian]
6. Chen, C. S., Ku, T. T., Lin, C. H. (2011). Design of phase identification system to support three-phase loading balance of distribution feeders. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Vol. 1. №48. pp. 191-198. doi: 10.1109/ICPS.2011.5890874
7. Zhiyu, S., Jaksic, M., Mattavelli, P., Boroyevich, D., Verhulst, J., Belkhat, M. (2013). Three-phase ac system impedance measurement unit (imu) using chirp signal injection. *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. Vol. 1. № 1. pp. 2666-2673. doi: 10.1109/APEC.2013.6520673
8. Dilek, M., Broadwater, R. P., Sequin, R. (2002). Phase prediction in distribution systems. *Power Engineering Society Winter Meeting*. Vol. 2. № 1. pp. 985-990. doi: 10.1109/PESW.2002.985153
9. Arya, V., Seetharam, D., Kalyanaraman, S., Dontas, K., Pavlovski, C., Hoy, S., Kalagnanam, J. R. (2011). Phase identification in smart grids. *Smart Grid Communications (SmartGridComm)*. Vol. 1. № 1. pp. 25-30. doi: 10.1109/SmartGridComm.2011.6102329
10. Pezeshki, H., Wolfs, P. J. (2012). Consumer phase identification in a three phase unbalanced lv distribution network. *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*. Vol. 1. № 1. pp. 1-7. doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465632
11. Short, T. A. (2013). Advanced metering for phase identification, transformer identification, and secondary modeling. *IEEE Transactions on Smart Grids*. Vol. 4. № 2. pp. 651-658. doi: 10.1109/TSG.2012.2219081

Стаття надійшла 17.05.2021.