

Ю. Л. САЕНКО, Д. Н. КАЛЮЖНЫЙ

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ И ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ИСТОЧНИКОВ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЙ В ТОЧКЕ ОБЩЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

Проведен сравнительный анализ существующих методов идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений в точке общего присоединения с точки зрения их адекватности и точности. Сравнительный анализ проводился путем математического моделирования на основе тестовой системы электроснабжения с двумя присоединениями относительно одной точки общего присоединения. Сравнительному анализу подверглись методы включения/отключения потребителя, фоновой несимметрии системы, направления искажающих мощностей, эквивалентных симметричных составляющих проводимостей и наложения в сочетании с активным экспериментом. Результатом проведенных исследований оказалось не идентичность решений всех рассмотренных методов, а также несостоятельность идентификации абсолютно симметричного присоединения.

Ключевые слова: несимметрия напряжений; источник искажений; точка общего присоединения; идентификация; долевое участие; электроэнергетическая система; обобщенная нагрузка.

Ю. Л. САЕНКО, Д. М. КАЛЮЖНИЙ

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ МЕТОДІВ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ТА ОЦІНКИ ВПЛИВУ ДЖЕРЕЛ НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГ У ТОЧЦІ ЗАГАЛЬНОГО ПРИЄДНАННЯ

Проведено порівняльний аналіз існуючих методів ідентифікації та оцінки впливу джерел несиметрії напруг у точці загального приєднання з точки зору їх адекватності та точності. Порівняльний аналіз проводився шляхом математичного моделювання на основі тестової системи електропостачання з двома приєднаннями відносно однієї точки загального приєднання. У порівняльному аналізі були розглянуті методи включення / відключення споживача, фонові несиметрії системи, напрямку спотворюючих потужностей, еквівалентних симетричних складових провідностей і накладення в поєднанні з активним експериментом. Результатом проведених досліджень виявилось не ідентичність рішень усіх розглянутих методів, а також неспроможність ідентифікації абсолютно симетричного приєднання.

Ключові слова: несиметрія напруг; джерело спотворень; точка загального приєднання; ідентифікація; часткова участь; електроенергетична система; змішане навантаження.

YU. L. SAYENKO, D. N. KALYUZHNIY

COMPARATIVE ANALYSIS OF METHODS OF IDENTIFICATION AND ASSESSMENT OF DISTURBANCE SOURCES OF UNBALANCED VOLTAGE IN THE POINT OF COMMON COUPLING

The article considers a comparative analysis of the existing methods of identification and assessment of disturbance sources of unbalanced voltage in the point of common coupling in terms of their adequacy and accuracy is carried out. Comparative analysis was carried out by mathematical modeling based on a test power supply system with two connections with respect to one point of common coupling. Methods of switching on / off of the consumer, background unbalance of the system, direction of distorting powers, equivalent symmetric components of conductance, and superposition in combination with an active experiment were subjected to a comparative analysis. The result of the research was not the identity of the solutions of all the considered methods, as well as the inconsistency of the identification of the absolutely symmetrical connection.

Keywords: unbalance voltage; disturbance source; point of common coupling; identification; share; electric power system; mixed load.

Постановка проблеми. Несимметрия напряжений являється однією з найбільш важливих проблем в питанні якості електричної енергії [1]. Це обумовлено значительними фінансовими втратами, які несуть постачальники і споживачі електроенергії при пониженому її якості [2]. Очевидно, що ідентифікація і оцінка впливу джерел несиметрії напруг на якість електроенергії в точці загального присоединения (ТОП) являється актуальною задачею, рішення якої дозволить не тільки розподіляти компенсацію економічних втрат серед присоединений ТОП, але і проводити контроль допустимих емісії спотворень напруг, а також визначати потужність і місце установки симетрично-компенсуючих пристроїв.

На сьогоднішній день розроблено велику кількість методів рішення розглянутої проблеми, які принципово відрізняються своїми базовими математичними моделями [3]. По цій причині виникає питання їх порівняльного

аналіза з точки зору адекватності і точності рішення розглянутого питання.

Аналіз останніх досягнень і публікацій. Початком досліджень проблеми ідентифікації і оцінки джерел спотворень симетрії напруг можна вважати 1967 рік, коли був введений перший стандарт на якість електричної енергії. Першим її рішенням виявився метод включення/відключення споживача [4]. Незважаючи на свою простоту, його реалізація викликає практичні труднощі. Наступні спроби рішення розглянутої проблеми можна об'єднати однією загальною математичною моделлю, яка ґрунтується на використанні схем заміщення Нортона або Тевеніна [4-16]. Для цих методів головним недоліком стали невідомі параметри схеми заміщення електроенергетичної системи. Серед останніх нових рішень слід виділити метод симетричних складових еквівалентних провідностей, який розроблено на основі

© Ю. Л. Саєнко, Д. М. Калюжний, 2019

принципа компенсации симметричных составляющих несимметричных частей напряжений [17]. К его главному недостатку следует отнести косвенный подход оценки долевых вкладов в создание несимметрии напряжений исключительно по параметрам схем замещения нагрузки и электроэнергетической системы.

Цель исследований. Провести сравнительный анализ существующих методов идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений с точки зрения их адекватности и точности.

Основные материалы исследований изложены в следующем порядке. Вначале дано описание методов, подлежащих сравнительному анализу. В конце проведен их сравнительный анализ на базе тестовой математической модели.

Рассмотрение существующих методов идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений будем проводить на простейшем примере системы электроснабжения (рис. 1), где с одной стороны относительно ТОП подключена электроэнергетическая система (С), а с другой – потребитель электроэнергии (П).

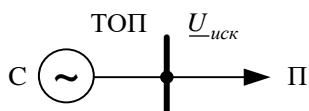


Рис 1. Система электроснабжения

В случае превышения уровня несимметрии напряжений по отдельным последовательностям ($\underline{U}_{иск}$) допустимых значений в ТОО необходимо определить в какой мере электроэнергетическая система и потребитель участвует в этом. В именованных единицах измерения это выражается следующим образом:

$$\underline{U}_{иск} = \underline{U}_{иск}^C + \underline{U}_{иск}^П, \quad (1)$$

где $\underline{U}_{иск}^C$ и $\underline{U}_{иск}^П$ – вклады в искажение симметрии напряжения со стороны электроэнергетической системы и потребителя, соответственно.

В относительных единицах измерения степень участия в искажении симметрии напряжений каждого присоединения выражается так:

$$d_{иск}^C + d_{иск}^П = 1, \quad (2)$$

где $d_{иск}^C$ и $d_{иск}^П$ – вещественные коэффициенты, характеризующие долевые вклады электроэнергетической системы и потребителя в создание несимметрии напряжений в ТОО.

Метод включения/отключения. Согласно данному методу [4] долевой вклад потребителя в создание несимметрии напряжений определяется через разность напряжений симметричных составляющих после ($\underline{U}_{иск}^{вкл}$) и до ($\underline{U}_{иск}^{откл}$) подключения потребителя к ТОО:

$$\underline{U}_{иск}^П = \underline{U}_{иск}^{вкл} - \underline{U}_{иск}^{откл} \quad (3)$$

Несмотря на свою простоту, практическая реализация данного метода в рамках методики измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ), которая регламентирует продолжительность элементарного i -го интервала измерений длительностью 10 периодов основной частоты [18], невозможна. Кроме этого $\underline{U}_{иск}^П$, определенное по (3), не отображает влияние исключительно искажающего потребителя на величину $\underline{U}_{иск}$. Оно отображает общее изменение уровня напряжения в ТОО, вызванное отключением или включением потребителя. Исходя из этого область его применения ограничивается предварительной оценкой влияния нового подключения на качество электрической энергии в ТОО.

Метод фоновой несимметрии системы. Данный метод можно считать разновидностью метода включения/отключения потребителя, суть которого заключается в следующем. Несимметрия напряжений в начале линии $\underline{U}_{иск}^{откл}$, которая питает ТОО со стороны электроэнергетической системы, считается постоянной и независимой от нагрузки потребителя (рис. 2). Она характеризует так называемую фоновую несимметрию системы $\underline{U}_{иск}^C$, которая создается исключительно электроэнергетической системой.

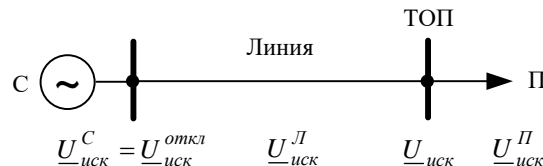


Рис 2. Система электроснабжения с выделенной линией

На основе принятых допущений долевой вклад потребителя в создание несимметрии напряжений в ТОО может быть определен через разность $\underline{U}_{иск}^{откл}$ и падения напряжения в линии $\underline{U}_{иск}^Л$ по отдельным последовательностям:

$$\underline{U}_{иск}^П = \underline{U}_{иск} - (\underline{U}_{иск}^C + \underline{U}_{иск}^Л), \quad (4)$$

Подробное описание данного метода, который рекомендован рабочей группой CIGRE C4.109 [5] как основной, а также способов определения фоновой несимметрии системы $\underline{U}_{иск}^C$, вычисления $\underline{U}_{иск}^Л$, в том числе и $\underline{U}_{иск}^П$ для различных случаев нагрузки, приведено в [5–8]. Очевидно, что точность данного метода будет определяться, в первую очередь, адекватностью определения фоновой несимметрии системы $\underline{U}_{иск}^C$ и ее стабильностью в процессе измерения ПКЭ.

Метод симметричных составляющих эквивалентных проводимостей. Согласно данному методу [17] долевого вклад потребителя в создание несимметрии напряжений в относительных единицах может быть определен как:

$$d_{иск}^{\Pi} = \left| \frac{Y_{иск}^{\Pi}}{Y_{иск}^C} \right| + \left| \frac{Y_{иск}^{\Pi}}{Y_{иск}^C} \right|. \quad (5)$$

В выражение (5) входят симметричные составляющие эквивалентных проводимостей $Y_{иск}^{C(\Pi)}$, которые определяются через их фазные значения следующим образом:

$$\begin{cases} Y_2^{C(\Pi)} = \frac{1}{3} \cdot (Y_A^{C(\Pi)} + a \cdot Y_B^{C(\Pi)} + a^2 \cdot Y_C^{C(\Pi)}), \\ Y_0^{C(\Pi)} = \frac{1}{3} \cdot (Y_A^{C(\Pi)} + a^2 \cdot Y_B^{C(\Pi)} + a \cdot Y_C^{C(\Pi)}), \end{cases} \quad (6)$$

где $a = e^{j120}$ – оператор поворота метода симметричных составляющих.

К недостаткам данного метода следует отнести две его неопределенности. Первая из них 0/0 возникает, когда все $Y_{иск}^{C(\Pi)}$ равны нулю, а напряжение $U_{иск}$ в

ТОП отлично от нуля. Эта ситуация имеет место при симметричных пассивных и несимметричных активных параметрах схемы замещения системы электроснабжения. Вторая неопределенность, связанная с идентификацией несимметричного присоединения как неискажающего, возникает при нулевых значениях одной из двух симметричных проводимостей $Y_2^{C(\Pi)}$ или $Y_0^{C(\Pi)}$ несимметричного присоединения.

Кроме рассмотренных выше методов в мировой научной общественности предложено еще два способа для определения $U_{иск}^{\Pi}$, которые нашли более широкое применение в задаче распределения ответственности за искажение синусоидальной формы кривой напряжения [9-16]. В основе этих методов лежит представление системы электроснабжения в виде схемы замещения Тевенина (рис.3) по каждому виду искажения симметрии напряжений. В этой схеме замещения ЭДС $E_{иск}^C$ и $E_{иск}^{\Pi}$ характеризуют источники искажения симметрии напряжений в электроэнергетической системе и у потребителя. Параметры $Z_{иск}^C$ и $Z_{иск}^{\Pi}$ представляют собой сопротивления их неискажающих частей.

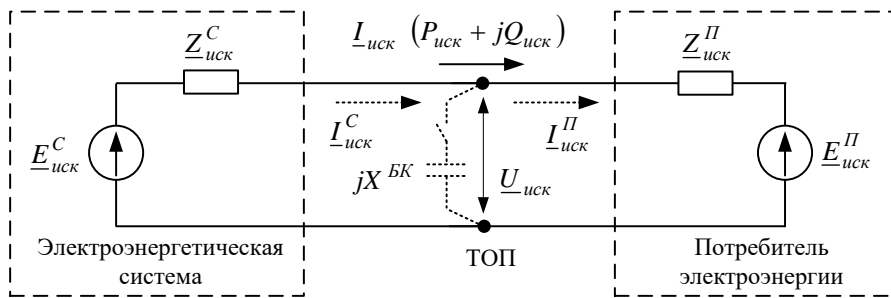


Рис 3. Схема замещения Тевенина

Первый из этих методов заключается в определении в относительных единицах долевого участия в создании несимметрии напряжений по направлению искаженных (вторичных) мощностей [9]:

$$d_{иск}^{C(\Pi)} = \frac{P_{иск}^{-C(\Pi)} \cdot [P_{иск}^{-C} + P_{иск}^{-\Pi}] + Q_{иск}^{-C(\Pi)} \cdot [Q_{иск}^{-C} + Q_{иск}^{-\Pi}]}{[P_{иск}^{-C} + P_{иск}^{-\Pi}]^2 + [Q_{иск}^{-C} + Q_{иск}^{-\Pi}]^2}, \quad (7)$$

где $P_{иск}^{-C(\Pi)}$ и $Q_{иск}^{-C(\Pi)}$ – искаженные активная и реактивная мощности присоединений ТОП с отрицательными значениями.

Следует отметить, что данный метод существует в нескольких модификациях, где для определения $d_{иск}^{C(\Pi)}$ используются отдельно активные и отдельно реактивные искаженные мощности [10-11].

К недостаткам данного метода следует отнести неоднозначность его решения при наличии двух присоединений в ТОП с источниками искажений симметрии напряжений. В этом случае искаженные мощности $P_{иск}$ и $Q_{иск}$ могут быть как положительными, так и отрицательными. Объясняется

это зависимостью знака данных мощностей от угла δ между векторами ЭДС $E_{иск}^C$ и $E_{иск}^{\Pi}$, который может принимать любые значения в диапазоне от 0 до 2π . Именно по этой причине данный метод признан несостоятельным [12].

Следующий способ предполагает использование метода наложения [11-16] в рамках которого $U_{иск}^{\Pi}$ может быть определено следующим образом:

$$U_{иск}^{\Pi} = Z_{иск}^C \cdot \frac{(U_{иск} - I_{иск} \cdot Z_{иск}^{\Pi})}{Z_{иск}^{\Pi} + Z_{иск}^C}, \quad (8)$$

Так как уравнение (9) содержит три неизвестные величины ($U_{иск}^{\Pi}$, $Z_{иск}^C$ и $Z_{иск}^{\Pi}$), то для раскрытия этой неопределенности предлагается в ТОП проводить активный эксперимент [16-17], например, с использованием коммутируемой батареи конденсаторов (БК). В результате по измеренным токам и напряжениям с включенной и отключенной БК

(рис. 3) $\underline{Z}_{иск}^C$ и $\underline{Z}_{иск}^II$ определяются следующим образом:

$$\begin{cases} \underline{Z}_{иск}^C = (\underline{U}_{иск} - \underline{U}_{иск}^{BK}) / (\underline{I}_{иск} - \underline{I}_{иск}^C); \\ \underline{Z}_{иск}^II = (\underline{U}_{иск} - \underline{U}_{иск}^{BK}) / (\underline{I}_{иск} - \underline{I}_{иск}^II), \end{cases} \quad (9)$$

где $\underline{U}_{иск}^{BK}$ – напряжение искажения в ТОП после включения БК;

$\underline{I}_{иск}$ – ток искажения в ТОП до подключения БК;

$\underline{I}_{иск}^C$ – ток искажения, протекающий от электроэнергетической системы к ТОП с включенной БК;

$\underline{I}_{иск}^II$ – ток искажения, протекающий от ТОП с включенной БК к потребителю электроэнергии.

Следует отметить, что адекватность данного метода будет обеспечиваться при следующих условиях. Во-первых, возмущение в системе электроснабжения должно быть вызвано только включением БК. Во-вторых, точность измерений токов и напряжений должна быть прецизионной, чтобы обеспечить устойчивость решения уравнения (10). Кроме этого, следует обратить внимание на трудности

практической реализации данного метода, которые заключаются в следующем. Во-первых, для определения токов $\underline{I}_{иск}^C$ и $\underline{I}_{иск}^II$ необходимо организовывать дополнительные измерительные каналы в ТОП до и после места включения БК. Во-вторых, длительность i-го элементарного измерения ПКЭ несоизмерима мала по сравнению с процессом физического включения/отключения БК, что ставит под сомнение возможность технической реализации этих коммутаций на протяжении всего интервала времени измерений ПКЭ.

Для численного анализа рассмотренных методов воспользуемся результатами математического моделирования параметров режима работы тестовой системы электроснабжения. Ее структурная схема приведена на рис. 4, а схема замещения – на рис. 5.

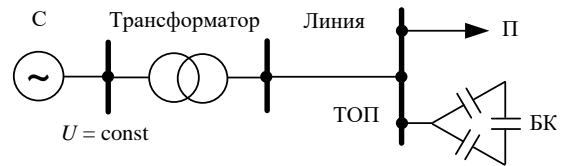


Рис 4. Тестовая система электроснабжения

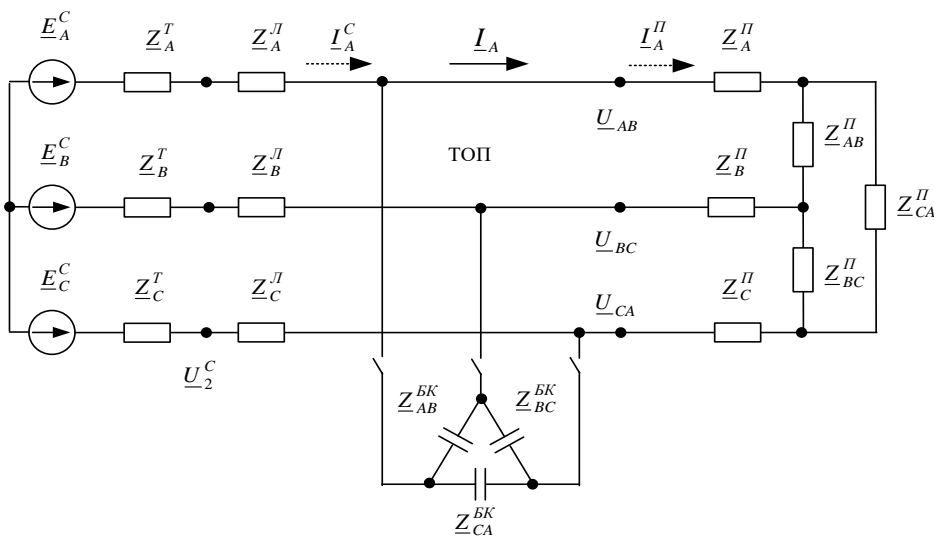


Рис 5. Схема замещения тестовой системы электроснабжения

Для однозначной трактовки результатов сравнительного анализа рассмотренных методов в тестовой системе электроснабжения потребитель электроэнергии был задан симметричным, что соответствует случаю неискажающего присоединения с нулевым фактическим вкладом. Единственным источником искажения симметрии напряжений в ТОП являлась электроэнергетическая система. С учетом этих условий значения параметров тестовой схемы замещения, приведенные к базисному напряжению ТОП (10 кВ), были заданы следующими. Электроэнергетическая система: $\underline{E}_A^C = 6,351 \cdot e^{j^0}$ В; $\underline{E}_B^C = 6,12 \cdot e^{j^{238}}$ В; $\underline{E}_C^C = 6,409 \cdot e^{j^{121}}$ В. Трансформатор

типа ТМ 2500/35: $\underline{Z}_A^T = \underline{Z}_B^T = \underline{Z}_C^T = 0,414 + j \cdot 2,86$ Ом. Воздушная линия АС-70 мм²: $\underline{Z}_A^II = \underline{Z}_B^II = \underline{Z}_C^II = 0,844 + j \cdot 0,864$ Ом. Нагрузка с максимальной мощностью 650 + j 250 кВА: $\underline{Z}_A^II = \underline{Z}_B^II = \underline{Z}_C^II = 121 + j \cdot 46$ Ом; $\underline{Z}_{AB}^II = \underline{Z}_{BC}^II = \underline{Z}_{CA}^II = 130 + j \cdot 55$ Ом. БК номинальной мощностью 300 кВар: $\underline{Z}_{AB}^{BK} = \underline{Z}_{BC}^{BK} = \underline{Z}_{CA}^{BK} = -j \cdot 100$ Ом.

Параметры режима работы тестовой системы электроснабжения с учетом различных состояний потребителя и БК приведены в табл. 1.

В табл. 2 приведены результаты идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений на

уровень несимметрии напряжений по обратной последовательности в ТОП. Из полученных данных следует, что все методы дают неидентичные результаты. Кроме этого они либо не идентифицируют симметричную нагрузку как источник искажения симметрии напряжений с соответствующими долевыми вкладами за исключением метода основанном на использовании активного

эксперимента, либо не могут идентифицировать ее вообще, как, например, метод симметричных составляющих эквивалентных проводимостей. Очевидно, что данный результат является неприемлемым, а существующие методы идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений в ТОП требуют дальнейшего совершенствования.

Таблица 1 – Параметры режима работы тестовой системы электроснабжения

| Параметр | Состояние потребителя и БК | | |
|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| | Потребитель отключен | Потребитель включен, БК отключена | Потребитель включен, БК включена |
| \underline{U}_2^C , В | $243,65 \cdot e^{-j58,52}$ | $241,67 \cdot e^{-j59,33}$ | $243,94 \cdot e^{-j59,42}$ |
| \underline{U}_{AB} , кВ | $10,91 \cdot e^{j28,41}$ | $10,75 \cdot e^{j27,45}$ | $10,88 \cdot e^{j27,2}$ |
| \underline{U}_{BC} , кВ | $10,68 \cdot e^{-j89,69}$ | $10,53 \cdot e^{-j89,69}$ | $10,66 \cdot e^{-j90,91}$ |
| \underline{U}_{CA} , кВ | $11,11 \cdot e^{j150,35}$ | $10,95 \cdot e^{j149,39}$ | $11,08 \cdot e^{j149,14}$ |
| \underline{U}_2 , В | $243,65 \cdot e^{-j58,52}$ | $240,17 \cdot e^{-j59,49}$ | $243,12 \cdot e^{-j59,74}$ |
| \underline{I}_A , А | - | $35,84 \cdot e^{j23,25}$ | - |
| \underline{I}_B , А | - | $34,48 \cdot e^{-j143,34}$ | - |
| \underline{I}_C , А | - | $35,13 \cdot e^{j98,63}$ | - |
| \underline{I}_2 , А | - | $0,79 \cdot e^{-j50,87}$ | - |
| \underline{I}_A^C , А | - | - | $34,74 \cdot e^{j11,39}$ |
| \underline{I}_B^C , А | - | - | $33,43 \cdot e^{-j108,7}$ |
| \underline{I}_C^C , А | - | - | $34,05 \cdot e^{-j133,27}$ |
| \underline{I}_2^C , А | - | - | $0,76 \cdot e^{-j16,23}$ |
| \underline{I}_A^{Π} , А | - | - | $36,28 \cdot e^{-j23,5}$ |
| \underline{I}_B^{Π} , А | - | - | $34,9 \cdot e^{-j143,59}$ |
| \underline{I}_C^{Π} , А | - | - | $35,56 \cdot e^{j98,38}$ |
| \underline{I}_2^{Π} , А | - | - | $0,795 \cdot e^{-j51,12}$ |

Таблица 2 – Результаты идентификации и оценки влияния источников искажения симметрии напряжений

| Метод | Состояние потребителя и БК | |
|---|-----------------------------------|----------------------------------|
| | Потребитель включен, БК отключена | Потребитель включен, БК включена |
| 1. Метод включения/отключения потребителя, \underline{U}_2^{Π} , В | $5,3e^{-j9,5}$ | $3,84e^{-j144,64}$ |
| 2. Метод фоновой несимметрии системы, \underline{U}_2^{Π} , В | $3,29e^{j144,8}$ | $3,19e^{j179,4}$ |
| 3. Метод симметричных составляющих эквивалентных проводимостей, d_2^{Π} , о.е. | 0/0 | 0/0 |
| 4. Метод по направлению искаженных мощностей, d_2^{Π} , о.е. | 0 | 1 |
| 5. Метод наложения в сочетании с активным экспериментом, \underline{U}_2^{Π} , В. | - | 0 |

Выводы. Существующие методы идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений в ТОП характеризуются двумя основными недостатками. Первый из них, с математической точки зрения, формулируется как попытка решения уравнения с несколькими неизвестными. Очевидно,

что адекватное устранение данной неопределенности будет определяться точностью задания или определения дополнительных неизвестных величин. Так в методе фоновой несимметрии необходимо введение детерминированной информации о фоновой несимметрии системы в допущении ее постоянства. В

методе, основанном на принципе наложения, устранение указанной неопределенности выполняется за счет получения дополнительной информации по результатам активного эксперимента. Второй недостаток, связан с косвенным подходом определения долевого вклада в искажение симметрии напряжений. Оценка $\underline{U}_{иск}^C$ и $\underline{U}_{иск}^П$ по косвенным параметрам может приводить к дополнительным неопределенностям и давать ложный результат. Так в методе по симметричным составляющим эквивалентных проводимостей нулевое значение одной из этих составляющих возможно при несимметричном присоединении. В методе по направлению искаженных мощностей долевой вклад определяется их знаком, который может принимать различные значения для присоединений с источниками искажений. Указанные недостатки существующих методов нашли свое подтверждение в их сравнительном анализе, который выявил не только не идентичность их решений, но также и несостоятельность идентификации абсолютно симметричной нагрузки. Как результат проведенных исследований ставится задача дальнейшего совершенствования методов идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений в ТООП.

Список литературы

1. Кузнецов В.Г., Шполянський О.Г., Яремчук Н.А. Узгальний показник якості енергії в електричних мережах і системах. *Технічна електродинаміка*. 2011. №3. С. 46–52.
2. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г. Экономическая оценка последствий снижения качества электрической энергии в современных системах электроснабжения. Киев, 1981. 49 с. (Препринт / ИЭД АН УССР; 253).
3. Sayenko Yu., Kalyuzhnyi D. Analytical methods for determination of the factual contributions impact of the objects connected to power system on the distortion of symmetry and sinusoidal waveform of voltages. *Przegląd elektrotechniczny*. 2015. Vol. 91. Pp. 81–85.
4. Железко Ю. С., Кордюков Е. И., Курбацкий В. Г. Правила применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергетики. *Промышленная энергетика*. 1990. №11. С. 52–55.
5. CIGRE report 468. Review of disturbance emission assessment techniques. CIGRE/CIREC working group C4.109. 2011.
6. U. Jayatunga, S. Perera, P. Ciufu. Voltage unbalance emission assessment in radial power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2012. Vol.27. Pp.1653-1661.
7. U. Jayatunga, S. Perera, P. Ciufu, A. P. Agalgaonkar. Voltage unbalance emission assessment in interconnected power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2013. Vol. 28. Pp. 2383-2393.
8. U. Jayatunga, S. Perera, P. Ciufu, A. P. Agalgaonkar. Voltage unbalance emission assessment: sources of contribution and their ranking. *Australian Universities Power Engineering Conference AUPEC 2013*. Australia, 29 Sept.-3 Oct. 2013. Pp. 1-6.
9. Зыкин Ф. А.. Определение степени участия нагрузок в снижении качества электрической энергии. *Электричество*. 1992. №11. С. 13–19.
10. T. Tanaka, H. Akagi. A new method of harmonic power detection based on the instantaneous active power in three-phase circuits, *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1995. Vol. 10. Pp. 1737 – 1742.
11. Смирнов С. С., Коверникова Л. И. Вклад потребителя в уровни напряжения высших гармоник в узлах электрической сети. *Электричество*. 1996. №1. С. 32–38.
12. E.Thumborg, L.Soder. A Norton approach to distribution network modeling for harmonic studies. *IEEE Transaction on Power Delivey*. 1999. Vol.14. Pp 272-277.
13. Chun Li, Wilsun Xu, Tayjasant T. A critical impedance-based method for identifying harmonic sources. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2004. Vol. 19. Pp. 671 - 678.
14. M. Farhoodneal, Azah Mohamed, H. Shareef, R. A. Jabbar Khan. An improved method for determining contribution of utility and customer harmonic distortions in a power distribution system. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2010. Vol. 2. Pp. 204-214.
15. W. Xu. An investigation on the validity of the power direction method for measurement of the electric power quality *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2003. Vol. 18. Pp. 214-219.
16. Гамазин С.И., Петрович В.А. Определение фактического вклада потребителя в искажении параметров качества электрической энергии. *Промышленная энергетика*. 2003. №1. С. 32–38.
17. M. H. Shawon, S. Barcentewicz, A. Bień, Z. Hanzelka. Localization of Harmonic Sources in Power System - Simulation and Laboratory Study. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality ICREPQ'16*. Spain, 4-6 May 2016 (ICREPQ'16). Pp. 546 – 551.
18. Сендерович Г. А.. Определение действительного вклада потребителя в создание несимметрии на сборных шинах. *Вісник Національного технічного університету „Харківський Політехнічний інститут”*. 2004. №47. С.136–139.
19. IEC 61000-4-30:2015. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.

References (transliterated)

1. Kuznecov V.G., Shpolyans'kyj O.G., Yaremchuk N.A. Uzagalnenyj pokaznyk yakosti energii v elektrychnyx merezhax i systemax [A generalized indicator of energy quality in electrical networks and systems]. *Technical electrodynamics*. 2011, no 3, pp. 46–52.
2. Shydlovskij A.K., Kuznecov V.G., Nykolaenko V.G. Ekonomicheskaya ocenka posledstvij snizheniya kachestva elektricheskoy energii v sovremenny`kh sistemakh elektrosnabzheniya [Economic assessment of the consequences of reducing the quality of electric energy in modern power supply systems]. Kiev, 1981. 49 p.
3. Sayenko Yu., Kalyuzhnyi D. Analytical methods for determination of the factual contributions impact of the objects connected to power system on the distortion of symmetry and sinusoidal waveform of voltages. *Przegląd elektrotechniczny*. 2015. Vol. 91. Pp. 81–85.
4. Zhelezko Ju. S., Kordjukov E. I., Kurbackij V. G. Pravila primenenija skidok i nadbavok k tarifam za kachestvo jelektroenergii. [Rules for applying discounts and surcharges to electricity quality tariffs]. *Promyshlennaja jenergetika*. 1990, no.11, pp. 52–55.
5. CIGRE report 468. Review of disturbance emission assessment techniques. CIGRE/CIREC working group C4.109. 2011.
6. U. Jayatunga, S. Perera, P. Ciufu. Voltage unbalance emission assessment in radial power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2012. Vol.27. Pp.1653-1661.
7. U. Jayatunga, S. Perera, P. Ciufu, A. P. Agalgaonkar. Voltage unbalance emission assessment in interconnected power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2013. Vol. 28. Pp. 2383-2393.
8. U. Jayatunga, S. Perera, P. Ciufu, A. P. Agalgaonkar. Voltage unbalance emission assessment: sources of contribution and their ranking. *Australian Universities Power Engineering Conference AUPEC 2013*. Australia, 29 Sept.-3 Oct. 2013. Pp. 1-6.
9. F. A. Zykin. Opredelenie stepeni uchastija nagruzok v snizhenii kachestva jelektricheskoy jenerгии [Determination of the degree of participation of loads in reducing the quality of electrical energy]. *Jelektrichestvo*. 1992, no. 11, pp. 13–19.
10. T. Tanaka, H. Akagi. A new method of harmonic power detection based on the instantaneous active power in three-phase circuits, *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1995. Vol. 10. Pp. 1737 – 1742.
11. S. S. Smirmov, L. I. Kovernikova. Vklad potrebitelja v urovni naprjazenija vysshih garmonik v uzлах jelektricheskoy seti [The contribution of the consumer to the voltage levels of higher harmonics in the nodes of the electrical network]. *Jelektrichestvo*. 1996, no. 1, pp. 32–38.
12. E.Thumborg, L.Soder. A Norton approach to distribution network modeling for harmonic studies. *IEEE Transaction on Power Delivey*. 1999. Vol.14. Pp 272-277.
13. Chun Li, Wilsun Xu, Tayjasant T. A critical impedance-based method for identifying harmonic sources. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2004. Vol. 19. Pp. 671 - 678.
14. M. Farhoodneal, Azah Mohamed, H. Shareef, R. A. Jabbar Khan. An improved method for determining contribution of utility and

customer harmonic distortions in a power distribution system. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2010. Vol. 2. Pp. 204-214.

15. W. Xu. An investigation on the validity of the power direction method for measurement of the electric power quality *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2003. Vol. 18. Pp. 214-219.

16. Gamazin S. I., Petrovich V. A. Opredelenie fakticheskogo vklada potrebitelja v iskazhenii parametrov kachestva jelektricheskoy jenerгии [Determination of the actual contribution of the consumer in the distortion of the parameters of the quality of electrical energy]. *Promyshlennaja jenergetika*. 2003, no. 1. pp. 32–38.

17. M. H. Shawon, S. Barczentewicz, A. Bień, Z. Hanzelka. Localization of Harmonic Sources in Power System - Simulation and

Laboratory Study. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality ICREPQ'16*. Spain, 4-6 May 2016 (ICREPQ'16). Pp. 546 – 551.

18. G. A. Senderovich. Opredelenie dejstvitelnogo vklada potrebitelja v sozdanie nesimmetrii na sbornyh shinah [Determination of the actual contribution of the consumer to the creation of asymmetries on busbars]. *Visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu „Kharkivskiy Politekhichnyi instytut”*. 2004, no 47, pp.136–139.

19. IEC 61000-4-30:2015. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.

Поступила (received) 01.06.2019

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Саєнко Юрій Леонідович (Саенко Юрий Леонидович, Sayenko Yuriy Leonidovych) – доктор технічних наук, професор, декан енергетичного факультету, Приазовський держаний технічний університет; м. Маріуполь. Україна; ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-9729-4700>; e-mail: ylys62@i.ua

Калюжний Дмитро Миколайович (Калюжный Дмитрий Николаевич, Kalyuzhnyj Dmytro Mykolajovych) – кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст, Харківський національний університет міського господарства ім. О. М. Бекетова; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7374-0734>; KalyuzhniyDN@gmail.com