

ИДЕНТИФИКАЦИЯ И ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИСТОЧНИКОВ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЙ В ТРЕХФАЗНЫХ ТРЕХПРОВОДНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Ю.Л. Саенко¹, докт.техн.наук, Д.Н. Калюжный^{2*}, канд.техн.наук, В.А. Болгов^{3**}, докт.техн.наук

¹Приазовский государственный технический университет,
ул. Университетская, 7, Мариуполь, 87500, Украина.

²Харьковский национальный университет городского хозяйства имени А.Н. Бекетова,
ул. Маршала Бажанова, 17, Харьков, 61002, Украина.

³Эстонская морская академия Таллиннского технического университета,
ул. Копли, 101, Таллин, 11712, Эстония.

E-mail: yls62@i.ua, KalyuzhniyDN@gmail.com, victor_bolgov@yahoo.com

Идентификация и оценка влияния источников несимметрии напряжений на качество электрической энергии является важной задачей во взаимоотношениях между поставщиками и потребителями электроэнергии. Методика измерений и оценки показателей качества электроэнергии накладывает существенные ограничения на ее решение. В связи с этим существующие методы идентификации и оценки источников несимметрии напряжений имеют значительные ограничения, которые позволяют находить приемлемые решения только для случая одного доминирующего источника искажений. В статье рассматривается новый метод решения данной задачи, ориентированный на исходные данные одного элементарного интервала измерений показателей качества электроэнергии. Простота реализации и высокая точность позволяют использовать его без каких-либо ограничений по количеству и мощности источников искажений в точке общего присоединения. Библ. 10, табл. 2, рис. 4.

Ключевые слова: идентификация источника несимметрии напряжений, распределение фактических вкладов, точка общего присоединения, несимметрия напряжений, качество электрической энергии.

Введение. Проблема идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений наряду с задачей оценки допустимого значения величины возмущений, которые может внести в сеть еще неподключенный потребитель, занимает особое место в вопросе рыночных взаимоотношений поставщиков и потребителей электроэнергии [1, 2]. Ее наибольшее обострение возникает в случае появления финансовых потерь из-за передачи или потребления электроэнергии пониженного качества. Среди всех показателей качества электроэнергии несимметрия напряжений вызывает один из наиболее весомых экономических убытков [3] как в электрических сетях, так и у потребителей электроэнергии.

Существующие на сегодняшний день методы идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений опираются в своих математических моделях на использование схем замещения Нортона или Тевенена [4]. Различные способы определения параметров данных схем являются главной отличительной особенностью этих методов. Однако из-за трудностей реализации этих решений в рамках методики измерения и оценки показателей качества электроэнергии [5] практическое использования каждого из методов имеет существенные ограничения. Несмотря на это, рабочей группой С4.109 CIGRE [6] в качестве основного метода идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений рекомендован метод, основанный на использовании величины фоновой несимметрии энергосистемы [7-9].

Целью исследования является разработка нового метода идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений в точке общего присоединения (ТОП) в трехфазных трехпроводных электрических сетях, максимально адаптированного к методике измерений и оценки показателей качества электроэнергии.

Результаты исследования, приведенные в данной статье, излагаются в следующем порядке. В разделе *I* описаны основные условия и допущения решаемой задачи; в *II* приведено обоснование выбора структуры схемы замещения системы электроснабжения (СЭС) относительно ТОП. В разделе *III* описана параметрическая идентификация объектов схемы замещения СЭС; в *IV* приведена математическая модель метода идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений. В разделе *V* дана методика и алгоритм идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений; в *VI* приведены результаты анализа ошибок предлагаемого метода. В разделе *VII* отображены результаты математического моделирования.

© Саенко Ю.Л., Калюжный Д.Н., Болгов В.А., 2019
ORCID: * <https://orcid.org/0000-0002-7374-0734> ; ** <https://orcid.org/0000-0001-5268-2291>

I. Основные условия и допущения решаемой задачи. Согласно методике измерения и оценки показателей качества электроэнергии [5] длительность элементарного интервала измерения для идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений принимается равной 10 периодам основной частоты. В рамках данного временного интервала режим работы сети считается установившимся. Состояние СЭС для предыдущего и последующего элементарных интервалов измерения считаем различным. Высокочастотными составляющими измеряемых сигналов токов и напряжений пренебрегаем. Схема измерения параметров режима работы сети соответствует методу двух ваттметров. Параметры схем замещения всех элементов системы электроснабжения принимаются линейными. Исходным пространством для разработки математической модели методики идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений является пространство фазных составляющих.

II. Схема замещения СЭС относительно ТОП. Рассмотрим трехфазную трехпроводную СЭС относительно ТОП, к которой с одной стороны подключена электроэнергетическая система (ЭЭС), а с другой – обобщенная нагрузка (ОН) (рис. 1, а). Согласно принятым допущениям ЭЭС может быть представлена совокупностью пассивных и активных элементов произвольно соединенных между собой. ОН будет иметь аналогичное представление, но без учета активных элементов.

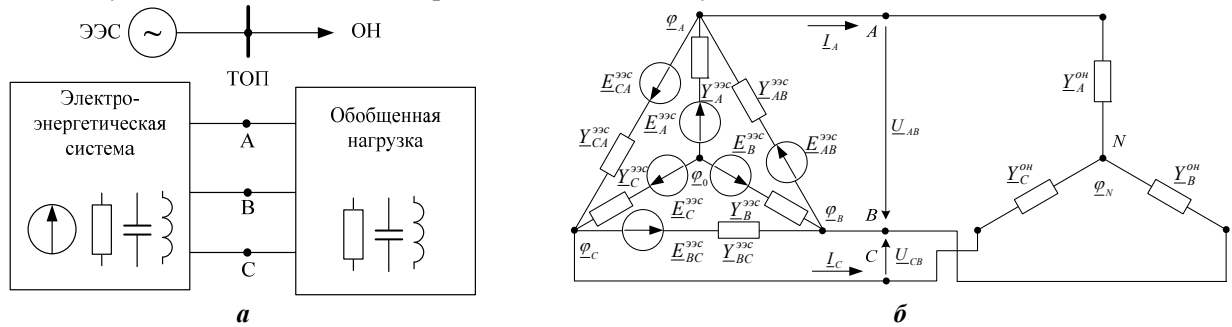


Рис. 1

Используя способ матричного эквивалентирования [10], сложную схему замещения СЭС относительно ТОП можно представить в более простом виде (рис. 1, б), где слева от ТОП расположена эквивалентная схема замещения ЭЭС с шестью пассивными ($\underline{Y}_{AB}^{\text{ЭЭС}}, \underline{Y}_{BC}^{\text{ЭЭС}}, \underline{Y}_{CA}^{\text{ЭЭС}}, \underline{Y}_A^{\text{ЭЭС}}, \underline{Y}_B^{\text{ЭЭС}}$ и $\underline{Y}_C^{\text{ЭЭС}}$) и шестью активными ($\underline{E}_{AB}^{\text{ЭЭС}}, \underline{E}_{BC}^{\text{ЭЭС}}, \underline{E}_{CA}^{\text{ЭЭС}}, \underline{E}_A^{\text{ЭЭС}}, \underline{E}_B^{\text{ЭЭС}}$ и $\underline{E}_C^{\text{ЭЭС}}$) элементами, а справа – эквивалентная схема замещения ОН только с тремя пассивными элементами ($\underline{Y}_A^{\text{ОН}}, \underline{Y}_B^{\text{ОН}}$ и $\underline{Y}_C^{\text{ОН}}$). Данные эквивалентные схемы замещения ЭЭС и ОН будем использовать при разработке нового метода идентификации и оценки влияния источников искажения симметрии напряжений в ТОП.

III. Параметрическая идентификация объектов схемы замещения СЭС. Одним из основных вопросов рассматриваемой проблемы является задача определения параметров эквивалентных схем замещения ЭЭС и ОН в рамках элементарного интервала измерений. Согласно рис. 1, б параметры эквивалентной схемы ОН с измеряемыми токами и напряжениями в ТОП связаны следующим образом:

$$\begin{cases} \underline{U}_{AB} \cdot \left[(\underline{Y}_A^{\text{ОН}})^{-1} + (\underline{Y}_B^{\text{ОН}})^{-1} + \underline{Y}_C^{\text{ОН}} / \underline{Y}_A^{\text{ОН}} \cdot \underline{Y}_B^{\text{ОН}} \right] + (\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{CB}) \cdot \left[(\underline{Y}_C^{\text{ОН}})^{-1} + (\underline{Y}_A^{\text{ОН}})^{-1} + \underline{Y}_B^{\text{ОН}} / \underline{Y}_C^{\text{ОН}} \cdot \underline{Y}_A^{\text{ОН}} \right] = \underline{I}_A; \\ -\underline{U}_{AB} \cdot \left[(\underline{Y}_A^{\text{ОН}})^{-1} + (\underline{Y}_B^{\text{ОН}})^{-1} + \underline{Y}_C^{\text{ОН}} / \underline{Y}_A^{\text{ОН}} \cdot \underline{Y}_B^{\text{ОН}} \right] - \underline{U}_{CB} \cdot \left[(\underline{Y}_B^{\text{ОН}})^{-1} + (\underline{Y}_C^{\text{ОН}})^{-1} + \underline{Y}_A^{\text{ОН}} / \underline{Y}_B^{\text{ОН}} \cdot \underline{Y}_C^{\text{ОН}} \right] = -(\underline{I}_A + \underline{I}_C), \end{cases} \quad (1)$$

где $\underline{U}_{AB}, \underline{U}_{CB}, \underline{I}_A$ и \underline{I}_C – измеряемые напряжения и токи в ТОП.

Система двух уравнений (1) имеет три неизвестные величины ($\underline{Y}_A^{\text{ОН}}, \underline{Y}_B^{\text{ОН}}$ и $\underline{Y}_C^{\text{ОН}}$). Ее решение по данным одного элементарного интервала измерений невозможно. Решение данной системы с использованием дополнительной информации из предыдущего интервала измерений будет неадекватным в связи с принятым допущением о различном состоянии СЭС для каждого интервала измерений. Несмотря на это, неизвестные параметры схемы замещения ОН можно определить приближенно по выражению

$$\underline{Y}_\phi^{\text{ОН}\approx} = \underline{I}_\phi / \underline{U}_\phi^{\text{ОН}\approx}, \quad (2)$$

где $\underline{U}_\phi^{\text{ОН}\approx}$ – приближенное значение разности потенциалов между фазным проводом в ТОП и точкой N эквивалентной схемы замещения ОН (рис. 1, б), которое может быть определено по линейным

напряжениям следующим образом:

$$\begin{cases} \underline{U}_A^{OH\approx} = (\underline{U}_{AB1} \cdot e^{-j30} + \underline{U}_{AB2} \cdot e^{j30}) / \sqrt{3}; \\ \underline{U}_B^{OH\approx} = \underline{U}_{BA} + \underline{U}_A^{OH\approx}; \\ \underline{U}_C^{OH\approx} = \underline{U}_{CB} + \underline{U}_B^{OH\approx}, \end{cases} \quad (3)$$

где \underline{U}_{AB1} и \underline{U}_{AB2} – измеряемые напряжения прямой и обратной последовательностей в ТОП.

В результате неизвестные параметры эквивалентной схемы замещения ОН ($\underline{Y}_{\phi}^{OH}$) будут определяться с ошибкой

$$\delta \underline{Y}_{\phi}^{OH} = \underline{Y}_{\phi}^{OH} - \underline{Y}_{\phi}^{OH\approx} = \underline{Y}_{\phi}^{OH} \cdot \Delta\varphi / \underline{U}_{\phi}^{OH\approx}, \quad (4)$$

где

$$\Delta\varphi = (\varphi_A + \varphi_B + \varphi_C - 3 \cdot \varphi_N) / 3. \quad (5)$$

Параметры эквивалентной схемы замещения ЭЭС с измеряемыми параметрами режима работы сети в ТОП связаны соотношением

$$\begin{cases} \underline{U}_A^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_A^{\varepsilon\varepsilon c} + \underline{U}_{AB} \cdot \underline{Y}_{AB}^{\varepsilon\varepsilon c} + (\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{CB}) \cdot \underline{Y}_{AC}^{\varepsilon\varepsilon c} = \underline{E}_{CA}^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_{CA}^{\varepsilon\varepsilon c} + \underline{E}_A^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_A^{\varepsilon\varepsilon c} - \underline{E}_{AB}^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_{AB}^{ekv} - \underline{I}_A; \\ \underline{U}_B^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_B^{\varepsilon\varepsilon c} - \underline{U}_{AB} \cdot \underline{Y}_{AB}^{\varepsilon\varepsilon c} - \underline{U}_{CB} \cdot \underline{Y}_{BC}^{ekv} = \underline{E}_{AB}^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_{AB}^{\varepsilon\varepsilon c} + \underline{E}_B^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_B^{\varepsilon\varepsilon c} + (\underline{I}_A + \underline{I}_C) - \underline{E}_{BC}^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_{BC}^{\varepsilon\varepsilon c}; \\ \underline{U}_C^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_C^{\varepsilon\varepsilon c} + \underline{U}_{CB} \cdot \underline{Y}_{BC}^{\varepsilon\varepsilon c} - (\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{CB}) \cdot \underline{Y}_{AC}^{\varepsilon\varepsilon c} = \underline{E}_{BC}^{ekv} \cdot \underline{Y}_{BC}^{\varepsilon\varepsilon c} + \underline{E}_C^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_C^{\varepsilon\varepsilon c} - \underline{E}_{CA}^{\varepsilon\varepsilon c} \cdot \underline{Y}_{CA}^{\varepsilon\varepsilon c} - \underline{I}_C, \end{cases} \quad (6)$$

где $\underline{U}_A^{\varepsilon\varepsilon c}$, $\underline{U}_B^{\varepsilon\varepsilon c}$ и $\underline{U}_C^{\varepsilon\varepsilon c}$ – разности потенциалов между фазными проводами в ТОП и точкой нулевого потенциала (φ_0) эквивалентной схемы замещения ЭЭС (рис. 1, б).

Система (6), имеющая три уравнения с 15 неизвестными, среди которых шесть активных элементов ($\underline{E}_{AB}^{\varepsilon\varepsilon c}$, $\underline{E}_{BC}^{\varepsilon\varepsilon c}$, $\underline{E}_{CA}^{\varepsilon\varepsilon c}$, $\underline{E}_A^{\varepsilon\varepsilon c}$, $\underline{E}_B^{\varepsilon\varepsilon c}$ и $\underline{E}_C^{\varepsilon\varepsilon c}$), шесть пассивных элементов ($\underline{Y}_{AB}^{\varepsilon\varepsilon c}$, $\underline{Y}_{BC}^{\varepsilon\varepsilon c}$, $\underline{Y}_{CA}^{\varepsilon\varepsilon c}$, $\underline{Y}_A^{\varepsilon\varepsilon c}$, $\underline{Y}_B^{\varepsilon\varepsilon c}$ и $\underline{Y}_C^{\varepsilon\varepsilon c}$) и три разности потенциалов ($\underline{U}_A^{\varepsilon\varepsilon c}$, $\underline{U}_B^{\varepsilon\varepsilon c}$ и $\underline{U}_C^{\varepsilon\varepsilon c}$), не может быть решена только по результатам измерений токов и напряжений в ТОП. В сложившейся ситуации наиболее приемлемым направлением раскрытия данной неопределенности является путь матричного эквивалентирования развернутой схемы замещения ЭЭС. Для реализации данного решения необходимо знать напряжения базисных узлов в ЭЭС, а также структуру и параметры элементов до этих точек. Очевидно, что без использования системы Smart Grid решение данной задачи невыполнимо.

IV. Математическая модель метода идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений. В основу данной математической модели положено представление трехфазного несимметричного элемента в виде совокупности неискажающей (симметричной) и искажающей (несимметричной) частей по каждой фазе (рис. 2). В силу принятого допущения о линейном характере процессов в СЭС искажающие части схем замещения несимметричных объектов будем считать источниками искажений симметрии напряжений. Разделение элементов схемы замещения на неискажающие и искажающие части можно выполнить по соотношениям метода симметричных составляющих. Тогда для пассивных элементов схемы замещения (рис. 2, а) это выполняется так:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{\phi}^{неиск} = (\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C) / 3; \\ \underline{Y}_{\phi}^{иск} = \underline{Y}_{\phi} - \underline{Y}_{\phi}^{неиск}. \end{cases} \quad (7)$$

Для активных элементов схемы замещения (рис. 2, б) – следующим образом:

$$\begin{cases} \underline{E}_A^{неиск} = (\underline{E}_A + a \cdot \underline{E}_B + a^2 \cdot \underline{E}_C) / 3; \\ \underline{E}_A^{иск} = \underline{E}_A - \underline{E}_A^{неиск}; \quad \underline{E}_B^{иск} = \underline{E}_B - a^2 \cdot \underline{E}_A^{неиск}; \quad \underline{E}_C^{иск} = \underline{E}_C - a \cdot \underline{E}_A^{неиск}, \end{cases} \quad (8)$$

где $a = e^{j2\pi/3}$.



Рис. 2

С учетом приведенного выше разделения элементов (рис. 1, б) на неискажающие и искажающие части (рис. 2) описание состояния схемы замещения СЭС с помощью метода узловых потенциалов в общем случае будет иметь следующий вид:

$$\left(\mathbf{Y}^{неиск} + \sum_{i=1}^M \mathbf{Y}^{иск_i} \right) \cdot \vec{\Phi} = \vec{\mathbf{I}}^{неиск} + \sum_{j=1}^N \vec{\mathbf{I}}^{иск_j}, \quad (9)$$

где M – количество источников искажений напряжений, для которых искажающие части выделены в виде пассивных элементов; N – количество источников искажений напряжений, для которых искажающие части выделены в виде активных элементов; $\mathbf{Y}^{неиск}$ – матрица узловых проводимостей, составленная по неискажающим элементам схемы замещения СЭС; $\mathbf{Y}^{иск_i}$ – матрица узловых проводимостей, составленная по искажающим пассивным элементам схемы замещения i -го источника искажений; $\vec{\mathbf{I}}^{неиск}$ – матрица узловых токов, составленная по неискажающим активным элементам схемы замещения СЭС; $\vec{\mathbf{I}}^{иск_j}$ – матрица узловых токов, составленная по искажающим активным элементам j -го источника искажений.

Для решения уравнения (9) относительно матрицы узловых потенциалов $\vec{\Phi}$ необходимо выполнить перевод пассивных элементов матриц $\mathbf{Y}^{иск_i}$ в активную форму согласно принципу компенсации. После этого уравнение (8) с учетом принципа наложения примет вид

$$\vec{\Phi} = \vec{\Phi}^{неиск} + \sum_{k=1}^L \vec{\Phi}^{иск_k} = \left(\mathbf{Y}^{неиск} \right)^{-1} \cdot \left(\vec{\mathbf{I}}^{неиск} + \sum_{k=1}^L \vec{\mathbf{I}}^{иск_k} \right), \quad (10)$$

где $L=M+N$ – общее количество источников искажений в СЭС; $\vec{\Phi}^{неиск}$ – матрица неискаженных частей узловых потенциалов; $\vec{\Phi}^{иск_k}$ – матрица искаженных частей узловых потенциалов, определяемая действием k -го источника искажения напряжений.

Симметричные составляющие искаженных напряжений в ТОП можно выразить через разность потенциалов матрицы $\sum_{k=1}^L \vec{\Phi}^{иск_k} = \left(\mathbf{Y}^{неиск} \right)^{-1} \cdot \sum_{k=1}^L \vec{\mathbf{I}}^{иск_k}$ (10) с помощью матрицы Фортезкью \mathbf{S} в следующем виде:

$$\sum_{k=1}^L \vec{\mathbf{U}}_{сим}^{иск_k} = \mathbf{S} \cdot \mathbf{T} \cdot \left(\mathbf{Y}^{неиск} \right)^{-1} \cdot \mathbf{D} \cdot \sum_{k=1}^L \vec{\mathbf{I}}_{сим}^{иск_k}. \quad (11)$$

В выражении (11) $\sum_{k=1}^L \vec{\mathbf{I}}_{сим}^{иск_k} = \mathbf{D}^{-1} \cdot \sum_{k=1}^L \vec{\mathbf{I}}^{иск_k}$. Матрицы \mathbf{S} , \mathbf{T} и \mathbf{D} равны

$$\mathbf{S} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix}; \quad \mathbf{T} = \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 \end{pmatrix}; \quad \mathbf{D} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \\ -3 & 0 & 0 \end{pmatrix}. \quad (12)$$

Из выражения (11) следует, что измеряемое напряжение обратной последовательности \underline{U}_2 в ТОП определяется следующим образом:

$$\underline{U}_2 = \sum_{k=1}^L \underline{U}_{2,иск_k} = \underline{z}_2 \cdot \sum_{k=1}^L \underline{I}_{2,иск_k}. \quad (13)$$

В выражении (13) $\underline{I}_{2,иск_k}$ – узловой искажающий ток обратной последовательности, \underline{z}_2 – коэффициент пропорциональности между напряжением обратной последовательности и узловым искажающим током той же последовательности, который имеет размерность сопротивления. Параметры \underline{z}_2 и $\underline{I}_{2,иск_k}$ определяются

$$\underline{z}_2 = \frac{1}{3} \cdot (a-1) \cdot \left(\left(\mathbf{Y}^{неиск} \right)_{2,1}^{-1} + \left(\mathbf{Y}^{неиск} \right)_{2,3}^{-1} + \left(\mathbf{Y}^{неиск} \right)_{3,1}^{-1} - \left(\mathbf{Y}^{неиск} \right)_{1,1}^{-1} - \left(\mathbf{Y}^{неиск} \right)_{2,2}^{-1} - \left(\mathbf{Y}^{неиск} \right)_{3,3}^{-1} \right). \quad (14)$$

$$\underline{I}_{2,иск_k} = \frac{1}{3} \cdot \left(\underline{I}_{-A}^{иск_k} + a^2 \cdot \underline{I}_{-B}^{иск_k} + a \cdot \underline{I}_{-C}^{иск_k} \right), \quad (15)$$

где $\underline{I}_{-A}^{иск_k}$, $\underline{I}_{-B}^{иск_k}$ и $\underline{I}_{-C}^{иск_k}$ – фазные узловые искажающие токи k -го источника искажения напряжений; номера узлов 1, 2 и 3 матрицы узловых проводимостей $\underline{Y}^{неиск}$ соответствуют точкам фазных потенциалов A, B и C (рис. 1, б).

Проведем анализ полученного результата. Во-первых, выражение (13) позволяет предложить новый критерий идентификации источников несимметрии напряжений и новый способ оценки их влияния на искажение симметрии в ТОП:

$$\underline{I}_{-2}^{иск_k} \begin{cases} = 0 \Rightarrow \text{неискажающее присоединение;} \\ \neq 0 \Rightarrow \text{искажающее присоединение.} \end{cases} \quad (16)$$

$$\underline{U}_{-2}^{иск_k} = \underline{z}_2 \cdot \underline{I}_{-2}^{иск_k} . \quad (17)$$

Во-вторых, выражение (13) определяет уточненную схему замещения СЭС (рис. 3) для решения рассматриваемой задачи

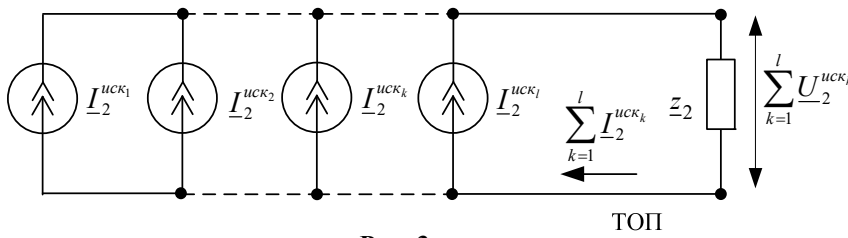


Рис. 3

в пространстве симметричных составляющих. Ее особенностью, в отличие от общепринятых схем замещения Нортон или Тевенена, является одно общее сопротивление \underline{z}_2 . Разделение этого параметра на две составляющие, каждая из кото-

рых будет по отдельности характеризовать ЭЭС и ОН, в общем случае невозможно. Это утверждение подтверждается выражением (14), согласно которому \underline{z}_2 определяется элементами обратной матрицы узловых проводимостей всей схемы замещения СЭС.

У. Методика и алгоритм идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений. В качестве исходных данных предлагаемой методики выступают токи и напряжения в ТОП каждого элементарного интервала измерений, а также параметры эквивалентной схемы замещения ЭЭС. Алгоритм идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений соответствует последовательности следующих операций.

1 шаг. По измеренным значениям токов и напряжений согласно выражению (2) с учетом (3) определяются параметры эквивалентных схем замещения всех ОН в ТОП ($\underline{Y}_{-ф}^{он\approx}$).

2 шаг. Согласно выражению (7) производится разделение $\underline{Y}_{-ф}^{он\approx}$ на неискажающие ($\underline{Y}_{-ф}^{неиск_{он}^{\approx}}$) и искажающие ($\underline{Y}_{-ф}^{иск_{он}^{\approx}}$) части.

3 шаг. На основе принципа компенсации производится замена пассивных искажающих проводимостей $\underline{Y}_{-ф}^{иск_{он}^{\approx}}$ на соответствующие активные искажающие источники тока $\underline{J}_{-ф}^{иск_{он}^{\approx}}$:

$$\underline{J}_{-ф}^{иск_{он}^{\approx}} = \underline{Y}_{-ф}^{иск_{он}^{\approx}} \cdot \underline{U}_{-ф}^{он\approx} . \quad (18)$$

4 шаг. На основе искажающих источников тока ($\underline{J}_{-ф}^{иск_{он}^{\approx}}$) формируются узловые искажающие токи:

$$\underline{I}_{-ф}^{иск_{он}^{\approx}} = -\underline{J}_{-ф}^{иск_{он}^{\approx}} . \quad (19)$$

5 шаг. По выражению (15) определяется узловой искажающий ток обратной последовательности ($\underline{I}_{-2}^{иск_{он}^{\approx}}$).

6 шаг. По критерию (16) производится идентификация источников несимметрии напряжений среди всех ОН.

7 шаг. По (14) с учетом предварительно заданных эквивалентных неискажающих параметров схемы замещения ЭЭС производим приближенное определение параметра $\underline{z}_2^{\approx}$.

8 шаг. По (17) для каждой ОН определяем ее фактический вклад в создание искажения симметрии напряжений в ТОП ($\underline{U}_{-2}^{иск_{онq}^{\approx}}$).

9 шаг. Путем исключения определяем фактический вклад ЭЭС в создание несим-

метрии напряжения в ТОП
$$\underline{U}_2^{иск_{эс}} = \underline{U}_2 - \sum_{q=1}^{L-1} \underline{U}_2^{иск_{онq}} . \quad (20)$$

VI. Анализ ошибок предлагаемого метода. Основными источниками методической погрешности предлагаемого метода являются ошибки определения \underline{Y}_ϕ^{OH} и \underline{z}_2 . В связи с этим оценим их влияние на критерий идентификации источников несимметрии напряжений (16) и величину фактического вклада (17) в создание несимметрии напряжений в ТОП.

Точное значение критерия идентификации источников несимметрии напряжений для ОН $\underline{I}_2^{иск_{он}}$ и абсолютная погрешность его определения $\delta \underline{I}_2^{иск_{он}}$, которая обусловлена $\delta \underline{Y}_\phi^{OH}$ (4), определяются зависимостями

$$\underline{I}_2^{иск_{он}} = - \left(\frac{\underline{U}_1 \cdot e^{-j30}}{\sqrt{3}} \cdot \underline{Y}_1 + \Delta \underline{\varphi} \cdot \underline{Y}_2 \right); \quad (21)$$

$$\delta \underline{I}_2^{иск_{он}} \cong -\Delta \underline{\varphi} \cdot \frac{\underline{U}_2 \cdot e^{j30}}{\underline{U}_1 \cdot e^{-j30}} \cdot \left(\underline{Y}_1 + \frac{\underline{U}_2 \cdot e^{j30}}{\underline{U}_1 \cdot e^{-j30}} \cdot \underline{Y}_{неиск} \right), \quad (22)$$

где \underline{U}_1 и \underline{U}_2 – симметричные составляющие измеряемых напряжений в ТОП; \underline{Y}_1 и \underline{Y}_2 – проводимости эквивалентной схемы замещения ОН, связанные с ее фазными значениями преобразованиями

$$\underline{Y}_1 = (\underline{Y}_A^{OH} + a \cdot \underline{Y}_B^{OH} + a^2 \cdot \underline{Y}_C^{OH})/3; \quad \underline{Y}_2 = (\underline{Y}_A^{OH} + a^2 \cdot \underline{Y}_B^{OH} + a \cdot \underline{Y}_C^{OH})/3. \quad (23)$$

Проведенный анализ величины $\delta \underline{I}_2^{иск_{он}}$ показал, что неискажающая ОН, для которой $\Delta \underline{\varphi} = 0$, идентифицируется с нулевой методической погрешностью. Величина $\delta \underline{I}_2^{иск_{он}}$ для искажающей ОН будет иметь значение, отличное от нуля. На рис. 4 графически показаны усиленные зоны, характеризующие значение относительной величины погрешности $\Delta = \left| \delta \underline{I}_2^{иск_{он}} \right| / \left| \underline{I}_2^{иск_{он}} \right| \cdot 100\%$ при условии, что предельно допустимое значение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{2ПД} = 4\%$ в два раза превышает нормально допустимое значение ($K_{2НД} = 2\%$ согласно действующего пока в Украине ГОСТ 13109 - 97) и $|\Delta \underline{\varphi}| = |\underline{U}_1|$. Хотя необходимо отметить, что согласно последним изменениям и дополнениям к международному европейскому стандарту EN 50160 от 2015 г. (они пока не нашли своего отражения в новой редакции ДСТУ EN 50160) требования к несимметрии напряжений ужесточены, т.е. K_2 не должен превышать 2% в течение 100% времени измерений.

Как видно, наибольшее значение Δ соответствует минимально неискажающей ОН ($\underline{Y}_1 \rightarrow 0$ и $\underline{Y}_2 \rightarrow 0$), для которой $\underline{I}_2^{иск_{он}} \rightarrow 0$. При увеличении степени искажения ОН Δ будет тем быстрее стремиться к минимуму, чем сильнее несимметрия ОН ($\underline{Y}_1 \uparrow$ и $\underline{Y}_2 \uparrow$). Однако учитывая, что для реальных нагрузок сети $|\Delta \underline{\varphi}| \ll |\underline{U}_1|$, а при $\underline{I}_2^{иск_{он}} \rightarrow 0$ $\Delta \underline{\varphi} \rightarrow 0$ выделенная на рис. 4 зона погрешности Δ от 10 % до 100 % будет иметь значительно меньший радиус и порядок погрешности. Из этого можно сделать вывод, что разработанный критерий идентификации источников несимметрии напряжений для ОН с различной степенью несимметрии характеризуется высокой точностью.

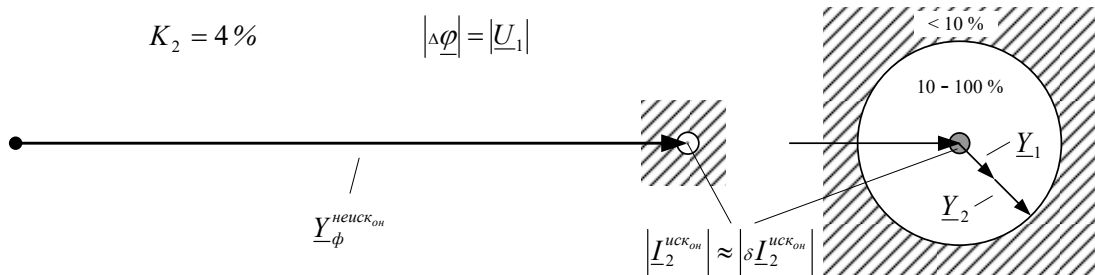


Рис. 4

Методическая погрешность определения величины фактического вклада искажающего присоединения в искажение симметрии напряжений в ТОП $\underline{U}_2^{иск_k}$ (16) будет зависеть, в первую очередь, от $\delta \underline{z}_2$

– ошибки определения параметра \underline{z}_2 . При этом $\delta \underline{z}_2$ можно выразить аналогично (14)

$$\delta \underline{z}_2 = \frac{1}{3} \cdot (a-1) \cdot (\delta \mathbf{H}_{2,1}^{неиск} + \delta \mathbf{H}_{2,3}^{неиск} + \delta \mathbf{H}_{3,1}^{неиск} - \delta \mathbf{H}_{1,1}^{неиск} - \delta \mathbf{H}_{2,2}^{неиск} - \delta \mathbf{H}_{3,3}^{неиск}). \quad (24)$$

В выражении (24) используются элементы матрицы $\delta \mathbf{H}^{nondis}$, которая отображает разделение обратной приближенной матрицы узловых проводимостей на две части

$$(\mathbf{Y}^{неиск})^{-1} = (\mathbf{Y}^{неиск} - \delta \mathbf{Y}^{неиск})^{-1} = (\mathbf{Y}^{неиск})^{-1} + \delta \mathbf{H}^{неиск}, \quad (25)$$

где $\delta \mathbf{Y}^{неиск}$ – матрица, обусловленная погрешностью задания параметров схемы замещения СЭС.

Согласно инверсной биномиальной теореме матрица $\delta \mathbf{H}^{неиск}$ определяется следующим образом:

$$\delta \mathbf{H}^{неиск} = - \left[\mathbf{Y}^{неиск} + \mathbf{Y}^{неиск} \cdot (-\delta \mathbf{Y}^{неиск})^{-1} \cdot \mathbf{Y}^{неиск} \right]^{-1}. \quad (26)$$

Очевидно, что оценку погрешности $\delta \underline{z}_2$ целесообразно проводить для каждого конкретного случая решаемой задачи путем моделирования случайного разброса параметров схемы замещения СЭС.

VII. Результаты математического моделирования. В качестве тестового объекта для проверки предлагаемого метода идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений была выбрана СЭС, приведенная на рис. 1. На ее примере рассмотрим два случая.

Первый соответствует несимметричной ЭЭС ($\underline{E}_A^{эс} = 0,6 \cdot e^{j \cdot 0}$ кВ, $\underline{E}_B^{эс} = 0,58 \cdot e^{j \cdot 238}$ кВ, $\underline{E}_C^{эс} = 0,88 \cdot e^{j \cdot 124}$ кВ, $\underline{E}_{AB}^{эс} = 10,8 \cdot e^{j \cdot 32}$ кВ, $\underline{E}_{BC}^{эс} = 11,5 \cdot e^{j \cdot 265}$ кВ, $\underline{E}_{CA}^{эс} = 11 \cdot e^{j \cdot 155}$ кВ, $\underline{Y}_A^{эс} = 0,14 \cdot e^{-j \cdot 86}$ См, $\underline{Y}_B^{эс} = 0,13 \cdot e^{-j \cdot 84}$ См, $\underline{Y}_C^{эс} = 0,17 \cdot e^{-j \cdot 90}$ См, $\underline{Y}_{AB}^{эс} = 0,7 \cdot e^{-j \cdot 85}$ См, $\underline{Y}_{BC}^{эс} = 0,8 \cdot e^{-j \cdot 81}$ См, $\underline{Y}_{CA}^{эс} = 0,6 \cdot e^{-j \cdot 87}$ См) и симметричной ОН ($\underline{Y}_A^{он} = \underline{Y}_B^{он} = \underline{Y}_C^{он} = 3,5 \cdot 10^{-3} \cdot e^{-j \cdot 30}$ См).

Второй – несимметричной ЭЭС (аналогично первому случаю) и несимметричной ОН ($\underline{Y}_A^{он} = 3,2 \cdot 10^{-3} \cdot e^{-j \cdot 30}$ См, $\underline{Y}_B^{он} = 3,9 \cdot 10^{-3} \cdot e^{-j \cdot 40}$ См, $\underline{Y}_C^{он} = 1,5 \cdot e^{-j \cdot 35}$ См).

Параметры режима работы сети в ТОП следующие:

	\underline{U}_{AB} , кВ	\underline{U}_{CB} , кВ	\underline{U}_2 , кВ	K_2 , %	\underline{I}_A , А	\underline{I}_C , А
I случай	$10,84 \cdot e^{j \cdot 32,2}$	$10,55 \cdot e^{j \cdot 87,5}$	$0,533 \cdot e^{j \cdot 71,5}$	5,11	$20,91 \cdot e^{-j \cdot 26,7}$	$20,29 \cdot e^{j \cdot 88,4}$
II случай	$10,84 \cdot e^{j \cdot 32,2}$	$10,55 \cdot e^{j \cdot 87,6}$	$0,529 \cdot e^{j \cdot 71,5}$	5,07	$19,46 \cdot e^{j \cdot 71,4}$	$10,26 \cdot e^{j \cdot 79,4}$

Результаты идентификации источников несимметрии напряжений и распределение их фактических вкладов в создание несимметрии обратной последовательности в ТОП таковы:

		Точные значения			По результатам измерений в ТОП			
		$\underline{I}_2^{иск_k}$, А	\underline{z}_2 , Ом	$\underline{U}_2^{иск_k}$, В	$\underline{I}_2^{\approx}$, А	Δ , %	$\underline{z}_2^{\approx}$, Ом	$\underline{U}_2^{\approx}$, кВ
I случай	ОН	0	$0,78 \cdot e^{j \cdot 54,7}$	0	0	0	$0,779 \cdot e^{j \cdot 54,7}$	0
	ЭЭС	$683 \cdot e^{j \cdot 16,9}$	$0,78 \cdot e^{j \cdot 54,7}$	$532,9 \cdot e^{j \cdot 71,6}$	-	-	$0,779 \cdot e^{j \cdot 54,7}$	$532,9 \cdot e^{j \cdot 71,6}$
II случай	ОН	$5,6 \cdot e^{-j \cdot 147,6}$	$0,78 \cdot e^{j \cdot 54,7}$	$4,37 \cdot e^{-j \cdot 92,9}$	$5,64 \cdot e^{-j \cdot 147,5}$	0,7	$0,779 \cdot e^{j \cdot 54,7}$	$4,34 \cdot e^{-j \cdot 92,8}$
	ЭЭС	$683,4 \cdot e^{j \cdot 16,9}$	$0,78 \cdot e^{j \cdot 54,7}$	$533,2 \cdot e^{j \cdot 71,6}$	-	-	$0,779 \cdot e^{j \cdot 54,7}$	$533,2 \cdot e^{j \cdot 71,6}$

Как видно из полученных результатов, идентификация искажающей ОН выполняется с нулевой погрешностью. Идентификация искажающей ОН характеризуется высокой точностью, что соответствует значению относительной погрешности 0,7 %.

Для определения фактических вкладов ЭЭС и ОН была использована величина $\underline{z}_2^{\approx}$ (среднее значение параметра \underline{z}_2), значение которой определено по результатам моделирования разброса заданных параметров схемы замещения рассматриваемой СЭС. Ошибка задания параметров каждого элемента схемы замещения моделировалась с помощью генератора случайных чисел с нормальным законом распределения. Среднеквадратическое отклонение принималось равным 0,05 от точного значения, а генеральная выборка составила 500 000 случаев. В результате среднее значение модуля ошибки определения величины $\underline{U}_2^{иск_{он}}$ составило 0,03 В (0,5 % от точного значения), а ее дисперсия – 0,002 В². Интервал 3 σ для ошибки определения величины $\underline{U}_2^{иск_{он}}$ не превысил $\pm 0,35$ В (± 8 % от точного значения). Для модуля ошибки определения величины $\underline{U}_2^{иск_{эс}}$ интервал 3 σ также не превысил $\pm 0,35$ В (0,1 % от точного

значення). Полученные данные позволяют сделать вывод о приемлемой точности предлагаемого метода распределения фактических вкладов источников искажения симметрии напряжений в ТОП.

Выводы.

1. Предложен новый критерий идентификации источников несимметрии напряжений в трехфазных трехпроводных сетях, в качестве которого выступает искажающий узловый ток обратной последовательности.
2. Разработан новый метод распределения фактических вкладов источников несимметрии напряжений в трехфазных трехпроводных сетях, который заключается в определении влияния каждого источника искажения симметрии напряжений путем произведения его искажающего узлового тока обратной последовательности и общего сопротивления для всех присоединений.
3. Получена уточненная схема замещения для решения задачи идентификации и оценки влияния источников несимметрии напряжений, которая отличается от традиционных схем замещения Нортона и Тевенена одним общим сопротивлением для всех присоединений ТОП.
4. На основе математического моделирования подтверждена адекватность и высокая точность предложенного критерия идентификации и метода оценки влияния источников несимметрии напряжений в ТОП.

1. Кузнецов В.Г., Шполянський О.Г., Яремчук Н.А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 3. С. 46–52.

2. Качество электрической энергии. Харьков: Граф-Ікс, 2014. 360 с.

3. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г. Экономическая оценка последствий снижения качества электрической энергии в современных системах электроснабжения. Киев: ИЭД АН УССР, 1981. 49 с. (Препринт 253).

4. Sayenko Yu., Kalyuzhniy 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.

5. Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-30: Testing and measurement techniques. Power quality measurement methods. URL: https://www.iecee.org/dyn/www/?p=106:49:0:::FSP_STD_ID:18768 (дата звернення 01.09.2019).

6. CIGRE report 468, Review of Disturbance Emission Assessment Techniques, CIGRE/CIREC working group C4.109. 2011. 84 p.

URL: <https://cigreindia.org/CIGRE%20Lib/Tech.%20Brochure/468%20Review%20of%20Disturbance%20Emission%20Techniques.pdf> (дата звернення 01.08.2019).

7. Jayatunga U., Perera S., Ciufu P., Agalgaonkar A.P. Voltage Unbalance Emission Assessment in Interconnected Power Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2013. Vol. 28. No 4. Pp. 2383–2393.

8. Jayatunga U., Perera S., Ciufu P. Voltage unbalance emission assessment in radial power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2012. Vol. 27. No. 3. Pp. 1653–1661.

9. Renner H. Voltage unbalance emission assessment. 7th International Conference on *Electric Power Quality and Supply Reliability*. Estonia, June 16-18 2010. Vol. 16. No 18. Pp. 43–48.

10. Мельников Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей. М.: Энергия, 1972. 232 с.

УДК 621.31

ІДЕНТИФІКАЦІЯ ТА ОЦІНКА ВПЛИВУ ДЖЕРЕЛ НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГ У ТРИФАЗНИХ ТРИПРОВІДНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Ю.Л. Саєнко¹, докт.техн.наук, Д.М. Калюжний², канд.техн.наук, В.О. Болгов³, докт.техн.наук

¹Приазовський державний технічний університет, вул. Університетська, 7, Маріуполь, 87500, Україна.

²Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002, Україна.

³Естонська морська академія Таллінського технічного університету, вул. Копли, 101, Таллінн, 11712, Естонія.

E-mail: yls62@i.ua, KalyuzhniyDN@gmail.com, victor_bolgov@yahoo.com

Ідентифікація та оцінка впливу джерел несиметрії напруги на якість електричної енергії є важливим завданням у відносинах між постачальниками та споживачами електроенергії. Методика вимірювань і оцінки показників якості електроенергії накладає суттєві обмеження на її вирішення. Через це існуючі методи ідентифікації та оцінки

джерел несиметрії напруги мають значні обмеження, які дають змогу знаходити прийнятні рішення тільки для випадку одного домінуючого джерела спотворень. У статті розглядається новий метод вирішення цього завдання, орієнтований на вихідні дані одного елементарного інтервалу вимірювань показників якості електроенергії. Простота реалізації її висока точність дають можливість використовувати його без будь-яких обмежень за кількістю та потужністю джерел спотворень у точці загального приєднання. Бібл. 10, табл. 2, рис. 4.

Ключові слова: ідентифікація джерела несиметрії напруги, розподіл фактичних внесків, точка загального приєднання, несиметрія напруги, якість електричної енергії.

IDENTIFICATION AND ASSESSMENT OF THE INFLUENCE OF UNBALANCE VOLTAGE SOURCES IN THREE-PHASE THREE-WIRE ELECTRIC NETWORKS

Yu.L. Sayenko¹, D.N. Kalyuzhniy², V.A. Bolgov³.

¹Pryazovskyi State Technical University,
str. Universytetska, 7, Mariupol, 87555, Ukraine.

²O.M.Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv,
str. Marshala Bazhanova, 17, Kharkiv, 61002, Ukraine.

³Estonian Maritime Academy of Tallinn University of Technology,
101, Kopli Street, Tallinn, 11712, Estonia.

E-mail: yls62@i.ua, KalyuzhniyDN@gmail.com, victor_bolgov@yahoo.com

Identification and assessment of the influence of voltage unbalance sources on the power quality is an important task in the relationship between suppliers and consumers of electricity. The method of measurement and evaluation of power quality factors imposes significant restrictions on its decision. For this reason, the existing methods of identification and assessment of the influence of voltage unbalance sources have significant limitations, which make it possible to find acceptable solutions only for the case of one dominant distortion source. A fundamentally new method of solving this problem, focused on the data of one elementary measurement interval of power quality factors is considered in the paper. Simplicity of implementation and high accuracy allow using it without any restrictions on the number and power of distortion sources at the point of common coupling. References 10, tables 2, figures 4.

Key words: identification of unbalance voltage source, distribution of actual contributions, point of common coupling, unbalance voltage, power quality.

1. Kuznetsov V.G., Shpolianskyi O.G., Yaremchuk N.A. Synthesis Quality of electric energy networks and systems. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2011. No 3. Pp. 46–52. (Ukr)
2. Electric power quality: monograph. Kharkov: Graf-Iks, 2014. 360 p.
3. Shidlovskii A.K., Kuznetsov V.G., Nikolaenko V.G. Economic evaluation of the effects of reducing the quality of electricity in modern power supply systems. Kiev: IED AN USSR, 1981. 49 p. (Preprint 253). (Rus)
4. Sayenko Yu., Kalyuzhniy 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 elektro-techniczny*. 2015. Vol. 91. Pp. 81–85.
5. Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-30: Testing and measurement techniques. Power quality measurement methods. URL: https://www.iecee.org/dyn/www/f?p=106:49:0:::FSP STD_ID:18768 (accessed 01.09.2019).
6. CIGRE report 468, Review of Disturbance Emission Assessment Techniques, CIGRE/CIREP working group C4.109. 2011. 84 p.
URL: <https://cigreindia.org/CIGRE%20Lib/Tech.%20Brochure/468%20Review%20of%20Disturbance%20Emission%20Techniques.pdf> (accessed 01.08.2019).
7. Jayatunga U., Perera S., Ciufu P., Agalgaonkar A.P. Voltage Unbalance Emission Assessment in Interconnected Power Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2013. Vol. 28. No. 4. Pp. 2383–2393.
8. Jayatunga U., Perera S., Ciufu P. Voltage unbalance emission assessment in radial power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2012. Vol. 27. No 3. Pp. 1653–1661.
9. Renner H. Voltage unbalance emission assessment. 7th International Conference on *Electric Power Quality and Supply Reliability*. Estonia, June 16-18 2010. Vol. 16. No 18. Pp. 43–48.
10. Melnikov N.A. Matrix method of analysis of electric circuits. Moskva: Energiia, 1972. 232 p. (Rus)

Надійшла 06.03.2019
Остаточний варіант 03.07.2019