

УДК 621.316.11

ББК 31.2

В.Т. СИДОРОВА, С.В. ВОЛКОВ

ИССЛЕДОВАНИЕ СИММЕТРИРОВАНИЯ ФАЗНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ И НАГРУЗОК В АКТИВНО-АДАПТИВНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Ключевые слова: несимметрия токов и напряжений, симметрирование нагрузок, целевая функция, коэффициенты чувствительности, потери активной мощности, коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Сети 0,4 кВ отличаются сильной несимметрией нагрузок по фазам. Несимметрия токов приводит к несимметрии напряжений и дополнительным потерям электрической энергии. В результате напряжение у потребителя может не соответствовать нормам качества электрической энергии. Кроме того, вследствие несимметрии снижается срок службы электрооборудования. Поскольку эффект симметрирования напряжений значительно зависит от места симметрирования нагрузок на линии, предлагается определение мест симметрирования нагрузок с помощью решения многокритериальной оптимизационной задачи. В работе предложена целевая функция, минимизирующая потери активной мощности и содержащая суммарный индекс потерь активной мощности и индексы коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям.

Цель исследования – получить эффективную целевую функцию для определения мест симметрирования нагрузок и напряжений в сети, обеспечивающую минимум потерь активной мощности и значения коэффициентов несимметрии напряжений в необходимых пределах; провести исследование симметрирования нагрузок и напряжений в зависимости от мест симметрирования.

Материалы и методы. В работе были использованы методы расчета электрических сетей с учетом потерь напряжения и активной мощности. Для исследования мест симметрирования нагрузок и напряжений был использован метод многокритериальной оптимизации с ограничениями. Исследование целевой функции проведено на математической модели воздушной линии низкого напряжения. Все расчеты проводились в MATLAB.

Результаты исследования. Дан анализ и приведен обзор современных средств и методов симметрирования нагрузок и напряжений в сетях низкого напряжения. В результате анализа сделан вывод об отсутствии алгоритма определения мест симметрирования нагрузок в сетях низкого напряжения, обеспечивающих минимальные потери активной мощности и значения коэффициентов несимметрии напряжения в необходимых пределах. Задача поиска мест симметрирования нагрузок и напряжений является многокритериальной задачей оптимизации с ограничениями. Поэтому была предложена целевая функция, минимизирующая потери активной мощности в сети и содержащая суммарный индекс потерь активной мощности и индексы коэффициентов несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям. Для исследования предложенной целевой функции была использована модельная воздушная линия сети 0,4 кВ с заданными фазными нагрузками и напряжениями. Для модельной линии проведен расчет потерь активной мощности и значений коэффициентов несимметрии напряжения в исходном режиме до симметрирования. Все расчеты проводились для каждой фазы отдельно. На первом этапе был проведен расчет коэффициентов чувствительности потерь активной мощности и коэффициентов чувствительности по коэффициентам несимметрии напряжения. Для исследования симметрирования нагрузок были выбран узлы, имеющие максимальные значения коэффициентов чувствительности. Из результатов расчетов следует,

что наилучший эффект от симметрирования наблюдается при симметрировании нагрузок одновременно в двух узлах: в узле, имеющем наибольшие значения суммарного коэффициента чувствительности потерь активной мощности, и в узле, имеющем максимальное значение фазного коэффициента чувствительности потерь активной мощности. При симметрировании нагрузок только в одном из узлов, более оптимальном из выбранных, будет узел, наиболее удаленный от ТП. Также получены весовые коэффициенты, обеспечивающие минимум целевой функции.

Выводы. Предложенная целевая функция является эффективной для определения мест симметрирования нагрузок и напряжения в сетях низкого напряжения. При этом наилучший эффект наблюдается при симметрировании нагрузок в узлах, имеющих наибольшие значения коэффициентов чувствительности потерь активной мощности суммарного и по фазам. Более оптимальным из выбранных будет узел, наиболее удаленный от ТП. При симметрировании нагрузок в местах, определенных с помощью предложенной целевой функции, можно уменьшить потери электроэнергии и обеспечить значения коэффициентов несимметрии в узлах на линии меньше предельно допустимого значения.

Как известно, сети 0,4 кВ отличаются сильной несимметрией нагрузок по фазам. Она связана с подключением однофазных потребителей и с постоянным изменением их числа и потребляемой электроэнергии. Несимметрия токов приводит к несимметрии напряжений и дополнительным потерям электрической энергии. В результате напряжение у потребителя может не соответствовать нормам качества электрической энергии¹. Кроме того, вследствие несимметрии снижается срок службы электрооборудования. Таким образом, проблема несимметрии фазных напряжений и токов является актуальной.

Медленные изменения напряжения электропитания обычно вызываются резкими изменениями нагрузки в электроустановках потребителей. Они характеризуются показателями качества электроэнергии – отрицательным и положительным отклонением напряжения в точке передачи электрической энергии. Согласно ГОСТ 32144-2013, данные показатели не должны превышать 10% от номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Показателями качества электроэнергии, характеризующими несимметрию напряжений, являются коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} . Согласно ГОСТ 32144-2013, данные показатели не должны превышать 4% в течение 100% времени интервала в одну неделю.

По результатам периодического мониторинга основными проблемными показателями в сетях 0,4 кВ являются положительное и отрицательное отклонения напряжения и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Кроме негативного влияния на электроустановки и показатели качества электроэнергии несимметричные фазные нагрузки приводят к дополнительным

¹ ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014.

потерям электроэнергии. Согласно расчетам, при $K_{2U} = 2\%$ для асинхронных двигателей относительное увеличение потерь $\Delta P_2/P_{\text{ном}} = 2 - 4\%$, для синхронных примерно -4% , для трансформаторов $-1 - 4\%$, где ΔP_2 – потери от несимметрии напряжений по обратной последовательности; $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность. Кроме дополнительных потерь вследствие несимметрии напряжения в синхронных машинах могут возникнуть опасные вибрации, которые могут привести к разрушению сварных соединений. Срок службы изоляции при несимметрии напряжения может сократиться до 16% [3].

На этапе проектирования сети не удаётся обеспечить симметричную по фазам нагрузку по причине изменения потребляемой мощности с течением времени. Повышение сечения проводов и мощности питающих трансформаторов является достаточно дорогостоящим мероприятием. К тому же использование вышеперечисленных мероприятий не дает полного выравнивания напряжения по фазам.

Существуют технические средства для уменьшения несимметрии фазных напряжения и нагрузок – различные симметрирующие устройства [12, 9], трехфазный симметрирующий трансформатор [10] и устройства компенсации реактивной мощности [4]. Каждое из устройств имеет свои достоинства и недостатки. Большинство из этих устройств являются дорогостоящими и также полностью не решают поставленную задачу. Эффективность использования таких устройств зависит от многих факторов: правильный выбор устройства симметрирования, определение точки подключения, расчет экономической эффективности.

Согласно «Основным положениям концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью» под интеллектуальной энергетической системой (ИЭС) с активно-адаптивной сетью понимается система, в которой все участники рынка принимают активной участие в процессах передачи и распределения электроэнергии [7]. Электрическая сеть должна быть оборудована быстродействующими автоматическими устройствами и иметь единую сеть связи для управления и оценки состояния режимов работы ИЭС. Управление режимами в таких сетях должно осуществляться таким образом, чтобы обеспечить соответствующую надежность электроснабжения, показатели качества электроэнергии, соответствующие необходимым нормам, и минимум потерь электроэнергии. По предварительным расчетам ФСК энергосистема с ИЭС позволит уменьшить потери электрической энергии на 25% ,

Сейчас в России есть несколько примеров успешного внедрения активно-адаптивных систем, например [5]. Активному внедрению так называемых «умных сетей» препятствуют не только технические и экономические ограничения, но и отсутствие полного понимания всех аспектов системы.

Для симметрирования напряжения в таких сетях возможно использование симметрирующих устройств с автоматическим управлением. При этом для эффективного их использования необходимо определить места их установки и необходимую мощность. В случае симметрирования режимов путем переключения оперативным персоналом нагрузок с наиболее загруженных фаз на менее загруженные также необходимо определить оптимальные точки на линии.

Таким образом, необходимо решить многокритериальную оптимизационную задачу. Обычно это задача оптимизация режима по условию минимума потерь. При этом считается, что все остальные параметры задаются в виде ограничений к переменным целевой функции. Чтобы избежать ухудшение других параметров, их также включают в целевую функцию. Например, в работах [1, 11] рассмотрены целевые функции, включающие критерии: минимизация потерь электроэнергии, минимизация отклонения напряжения, минимизация издержек, минимизация потерь активной мощности и максимизация выгоды. Расчет с целью симметрирования нагрузок и напряжений в данных работах не рассматривался. В работе [8] для симметрирования напряжений рассматривается вопрос определения мест установки и типа устройств компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения с тяговыми подстанциями. Симметрирование нагрузок и напряжений с помощью симметрирующих устройств и симметрирующих трансформаторов в данной работе не рассматривается. При компенсации реактивной мощности может быть только частичное симметрирование нагрузок и напряжений. В настоящее время есть работы по разработке устройств симметрирования нагрузок, например [6]. Авторы работы предлагают автоматическое переключение части нагрузки на менее загруженную фазу. При этом предполагается симметрирование группы электроприемников. В работе [2] предлагается использовать для симметрирования компенсатор мощности несимметрии на основе тиристорно-реакторной группы. Вопрос о месте подключения устройства автором работы не рассматривается.

В данной работе приводится алгоритм определения места подключения симметрирующего устройства в линии с распределённой нагрузкой. Приведены результаты расчета для модельной линии.

В случае симметрирования нагрузок и напряжения модель оптимизационной задачи с ограничениями можно представить в виде

$$F = \lambda_1 I_{\Delta P} + \lambda_2 I_{K_{2U}} + \lambda_3 I_{K_{0U}} \rightarrow \min, \quad (1)$$

$$\text{при } U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max},$$

где F – целевая функция (минимум потерь активной мощности в сети); λ – весовые коэффициенты, которые принимают значение от 0 до 1, при этом сумма всех коэффициентов должна быть равна 1; U_{\min} и U_{\max} – минимально и максимально допустимые значения напряжений; U_i – напряжение в узле; $I_{\Delta P}$ – индекс потерь активной мощности; $I_{K_{2U}}$ и $I_{K_{0U}}$ – индексы коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательностям соответственно.

Индекс потерь активной мощности ($I_{\Delta P}$) определяется как отношение потерь активной мощности в сети с симметрированием нагрузок к потерям в той же сети без симметрирования:

$$I_{\Delta P} = \frac{\Delta P_{\Sigma, c}}{\Delta P_{\Sigma, 0}}$$

Значение потерь активной мощности в сети определяется как сумма потерь активной мощности во всех ветвях схемы:

$$\Delta P_{\Sigma, 0} = \sum_{j=1}^N \Delta P_{ij}$$

где

$$\Delta P_{ij} = R_{ij} \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2}.$$

Индекс коэффициентов несимметрии по обратной последовательности ($I_{K_{2U}}$) определяются как отношение индексов коэффициентов несимметрии в исходном состоянии и после симметрирования:

$$I_{K_{2U}} = \frac{K_{2,\Sigma}^C}{K_{2,\Sigma}^0},$$

где $K_{2,\Sigma}^0$ – индекс коэффициента несимметрии по обратной последовательности, в исходном состоянии определяется по формуле

$$K_{2,\Sigma}^0 = \sum_{i=2}^N K_{2i}^0$$

(K_{2i}^0 – коэффициент несимметрии напряжения в сети в исходном состоянии; N – количество узлов); $K_{2,\Sigma}^C$ – индекс коэффициента несимметрии по обратной последовательности после симметрирования, определяется аналогично

$$K_{2,\Sigma}^C = \sum_{i=2}^N K_{2i}^C$$

(K_{2i}^C – коэффициент несимметрии напряжения после симметрирования).

Индекс отклонений коэффициента несимметрии по нулевой последовательности ($I_{K_{0U}}$) рассчитывается аналогично.

Расчет оптимальных мест симметрирования нагрузок и напряжений на линии проводился в два этапа. На первом этапе определены коэффициенты чувствительности по активной мощности и по коэффициентам несимметрии напряжений обратной и нулевой последовательностям. На втором этапе для симметрирования нагрузок выбираются узлы с максимальными коэффициентами чувствительности. Все расчеты проводились в MATLAB.

Коэффициент чувствительности потерь активной мощности равен первой производная от потерь активной мощности в линии по активной мощности в каждом узле j :

$$K_{\Delta P} = \frac{d\Delta P}{dP_j} = \frac{2P_j R_{ij}}{U_j^2},$$

где $\Delta P = R_{ij} \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2}$.

Расчет проводился для каждой фазы ($K_{\Delta PA}$, $K_{\Delta PB}$, $K_{\Delta PC}$). Коэффициент чувствительности по коэффициенту несимметрии K_{K2} (и K_{K0}) определяется как отношение значения коэффициента несимметрии K_{2U} (K_{0U}) в узлах к предельному нижнему значению (4%).

Из всех узлов выбираются те, для которых коэффициенты чувствительности потерь активной мощности и коэффициенты несимметрии наибольшие. Расчет проведен для модельной сети, схема которой изображена на рис. 1.

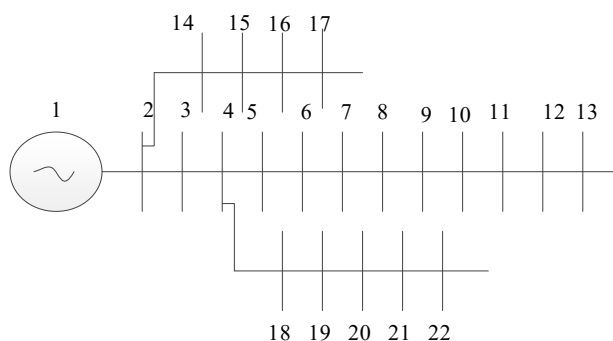


Рис. 1. Схема исследуемой сети

Результаты расчета коэффициентов чувствительности приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты расчета коэффициентов чувствительности

N узла	$K_{\Delta PA}$	$K_{\Delta PB}$	$K_{\Delta PC}$	$K_{\Delta P}$	K_{K2}	K_{K0}
1	0,0073	0,0073	0,0073	0,0219	0	0
2	0,0092	0,0092	0,0092	0,0276	0	0
3	0,0139	0,0139	0,0139	0,0417	0	0
4	0,0181	0,0181	0,0181	0,0543	0,0075	0,0149
5	0,0485	0,0484	0,0162	0,1131	0,0076	0,0151
6	0,0114	0,0114	0,0110	0,0338	0,1309	0,2607
7	0,0790	0,0788	0,0382	0,1960	0,1318	0,2626
8	0,0220	0,0220	0,0203	0,0643	0,2857	0,5681
9	0,0513	0,0512	0,0473	0,1498	0,2896	0,5757
10	0,1121	0,0182	0,0167	0,1470	0,2991	0,5946
11	0,0643	0,0194	0,0178	0,1015	0,6215	1,2402
12	0,0658	0,0227	0,0208	0,1093	0,7648	1,5289
13	0,0638	0,0228	0,0208	0,1074	0,8957	1,7937
14	0,0387	0,0093	0,0093	0,0573	0	0
15	0,0303	0,0177	0,0177	0,0657	0,1179	0,2355
16	0,0126	0,0361	0,0361	0,0848	0,1667	0,3331
17	0,0255	0,0125	0,0250	0,0630	0,0732	0,1461
18	0,0606	0,0202	0,0242	0,1050	0,0076	0,0151
19	0,0303	0,0102	0,0102	0,0507	0,1663	0,3320
20	0,0144	0,0135	0,0136	0,0415	0,2423	0,4843
21	0,0197	0,0184	0,0185	0,0566	0,2454	0,4906
22	0,0549	0,0513	0,0516	0,1578	0,2491	0,4980

Примечание. Полужирным шрифтом выделены коэффициенты чувствительности $K_{\Delta PA}$, $K_{\Delta PB}$, $K_{\Delta PC}$, K_{K2} и K_{K0} , имеющие наибольшие значения.

Из полученных результатов следует, что коэффициент чувствительности потерь активной мощности для фазы А имеет наибольшее значение в узле 10, для фазы В – в узле 7, для фазы С – в узле 9. В свою очередь, оба коэффициента чувствительности по коэффициентам несимметрии имеют наибольшие значения

в узле 13. С целью определения оптимального узла для симметрирования был введен суммарный по фазам коэффициент чувствительности потерь активной мощности $K_{\Delta P}$. Согласно полученным результатам в узле 10 будет наибольшее значение коэффициента чувствительности по потерям активной мощности по сравнению с аналогом в других фазах. Наибольшее значение суммарного коэффициента чувствительности потерь активной мощности будет также в узле 7. Для дальнейшего исследования были выбраны узлы 7, 10 и 13. Будем считать, что симметрирование нагрузок осуществляется переключением части токовой нагрузки с более нагруженной фазы на менее нагруженные. Результаты расчета коэффициентов несимметрии для исходного режима и для режимов при симметрировании отдельно в узлах 7 и 10, а также при симметрировании в узлах 7 и 10 одновременно представлены на графиках рис. 2 и 3. Ввиду того, что узел 13 является последним в линии (рис. 1), эффекта от симметрирования в данном узле практически не наблюдается. Поэтому результаты расчета для узла 13 не приводятся.

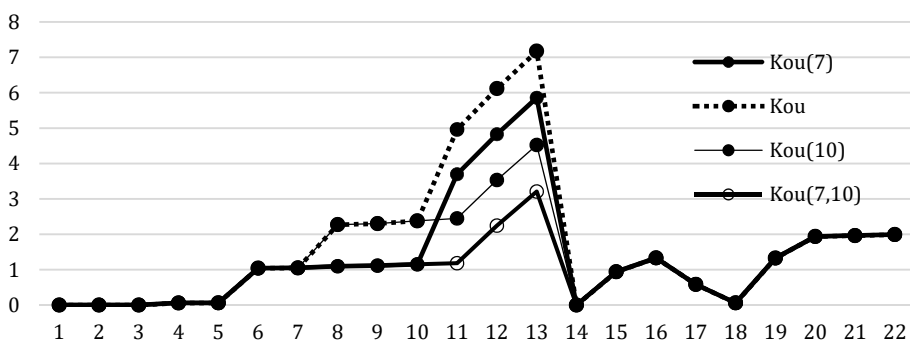


Рис. 2. Коэффициенты несимметрии напряжений по нулевой последовательности

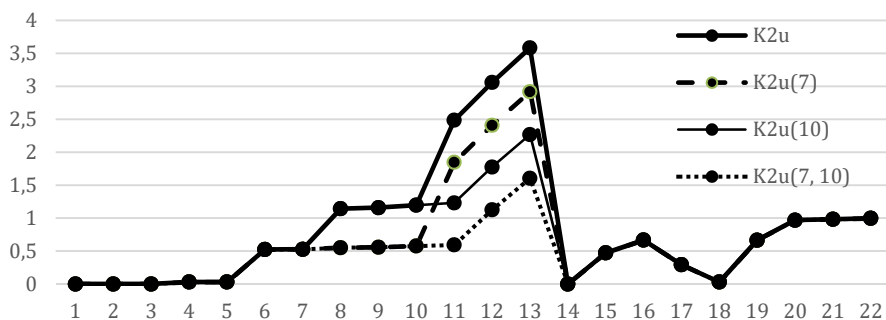


Рис. 3. Коэффициенты несимметрии напряжений по обратной последовательности

Из сравнения графиков, приведенных на рис. 2 и 3, следует, что значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям меньше при симметрировании нагрузок в узле 10, чем при симметрировании

в узле 7. Наименьшее значение будут иметь коэффициенты несимметрии при одновременном симметрировании нагрузок в узлах 7 и 10. При этом коэффициенты несимметрии будут меньше предельно допустимого значения (менее 4%), значения напряжения в узлах также будут удовлетворять необходимым требованиям.

Потери активной мощности при симметрировании только в узле 7 уменьшатся на 1,5% от исходного режима, при симметрировании в узле 10 – на 5,5%, одновременно в узлах 7 и 10 потери уменьшатся на 7,1%. Наибольшее уменьшение потерь при симметрировании в узле 10 по сравнению с аналогом в узле 7 наблюдается вследствие большего расстояния от ТП до точки симметрирования.

Таким образом, наилучший эффект от симметрирования наблюдается при симметрировании нагрузок в обоих узлах, имеющих наибольшие значения коэффициентов чувствительности потерь активной мощности суммарного и по фазам. При симметрировании нагрузок только в одном из выбранных узлов наиболее оптимальным будет узел, наиболее удаленный от ТП.

Эффективность многокритериальной целевой функции (1) во многом зависит от выбора весовых коэффициентов. По результатам сравнительного анализа различных комбинаций весовых коэффициентов были получены следующие их значения (табл. 2): $\lambda_1 = 0,1$ и $\lambda_2 = 0,1$, $\lambda_3 = 0,8$. Для случая симметрирования одновременно в узлах 7 и 10 индексы будут иметь значения: $I_{\Delta P} = 0,93$, $I_{K_{2U}} = 0,60$, $I_{K_{0U}} = 0,59$.

В электрических сетях без активно-адаптивных устройств с помощью данного алгоритма также могут быть определены места симметрирования нагрузок и напряжений.

Таблица 2

Значения весовых коэффициентов
и соответствующие им значения целевой функции

Значения коэффициентов $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$	Значение целевой функции F
1; 1; 1	2,1187
0,1; 0,1; 0,8	0,6284
0,6; 0,2; 0,2	0,7951
0,4; 0,1; 0,5	0,7284
0,4; 0,5; 0,1	0,7285
0,5; 0,4; 0,1	0,7618
0,6; 0,3; 0,1	0,7951
0,7; 0,2; 0,1	0,8284
0,8; 0,1; 0,1	0,8617
0,2; 0,1; 0,7	0,6617
0,3; 0,6; 0,1	0,6952
0,5; 0,2; 0,3	0,7617
0,5; 0,3; 0,2	0,7618
0,3; 0,1; 0,6	0,6950
0,5; 0,1; 0,4	0,7617

Выводы. В работе приведены результаты исследования симметрирования фазных нагрузок и напряжений в активно-адаптивной сети низкого напряжения. Предложена целевая функция, содержащая суммарный индекс потерь активной

мощности и индексы коэффициентов несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям. Получены весовые коэффициенты, обеспечивающие минимум целевой функции. Из результатов исследований следует, что наилучший эффект наблюдается при симметрировании нагрузок в узлах, имеющих наибольшие значения коэффициентов чувствительности потерь активной мощности суммарного и по фазам. При этом более оптимальным из выбранных будет узел, наиболее удаленный от ТП. При симметрировании нагрузок в местах, определенных с помощью предложенного алгоритма, можно уменьшить потери электроэнергии и обеспечить значения коэффициентов несимметрии в узлах на линии меньше предельно допустимого значения.

Литература

1. *Варганова А.В.* О методах оптимизации режимов работы электроэнергетических систем и сетей // Вестник Южно-уральского государственного университета. Сер. Энергетика. 2017. Т. 17, №. 3. С. 48–55.
2. *Киселев М.Х.* Исследование и разработка методов симметрирования токов в трехфазных системах электроснабжения на основе силовых электронных устройств компенсации неактивной мощности: дис. ... канд. техн. наук. М., 2017. 106 с.
3. *Климова Г.Н., Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н.* Энергосбережение и качество электрической энергии. Томск: Изд-во ТПУ, 2005. 157 с.
4. *Кубарьков Ю.П., Кулаев И.С., Алехин Р.А.* Оптимизация уровней напряжения в активно-адаптивных сетях с распределенной генерацией // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. 2018. № 3(59). С. 154–164.
5. *Насыров Р.Р., Тульский В.Н., Карташев И.И.* Система активно адаптивного регулирования напряжения в распределительных электрических сетях 110–220/6–20 кВ // Электричество. 2014. № 12. С. 13–18.
6. *Орлов А.И., Волков С.В., Савельев А.А.* Алгоритмы управления трехфазным устройством выравнивания нагрузки электрической сети // Вестник Чувашского университета. 2017. № 1. С. 162–172.
7. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью, 2012. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf.
8. *Тертьяков Е.А.* Совершенствование методов управления передачей и распределением электроэнергии в адаптивных системах электроснабжения стационарных потребителей железных дорог: дис... д-ра техн. наук, Омск, 2021. 403 с.
9. *Mansouri K., Ben Hamed M., Sbita L., Dhaoui M.* Three-phase balancing in a LV distribution smart-grids using electrical load flow variation: “L.F.B.M.”. In: 2015 16th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), Monastir, Tunisia, 2015, pp. 427–431. DOI: 10.1109/STA.2015.7505085.
10. *Maslov I., Maslova G., Ishalin A., Novoselova M.* Power Quality Assurance with Balancing Transformers 10/0.4kV. In: 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS), Ufa, Russia, 2021, pp. 555–558. DOI: 10.1109/ICOECS52783.2021.9657254.
11. *Sidorova V.T.* Determining Mains Connection Points Charging Stations on RES for Electric Vehicles. In: 2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Sochi, Russia, 2021, pp. 85–89. DOI: 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446376.
12. *Ziryukin V., Solopov R., Usanov A.* The 0.4 kV Automatic Balancing Device Model. In: 2021 International Russian Automation Conference (RusAutoCon), Sochi, Russia, 2021, pp. 719–724. DOI: 10.1109/RusAutoCon52004.2021.9537532.

СИДОРОВА ВЕРА ТАГИРОВНА – кандидат физико-математических наук, доцент кафедры электромеханики, Марийский государственный университет, Россия, Йошкар-Ола (veranig@yandex.ru; ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-6534-7847>).

ВОЛКОВ СЕРГЕЙ ВЛАДИМИРОВИЧ – кандидат технических наук, декан электроэнергетического факультета, Марийский государственный университет, Россия, Йошкар-Ола (svedin2011@mail.ru).

Vera T. SIDOROVA, Sergey V. VOLKOV

**STUDY OF PHASE VOLTAGE AND LOAD SYMMETRIZATION
IN ACTIVE-ADAPTIVE DISTRIBUTION ELECTRIC NETWORKS**

Key words: *unbalance of currents and voltages, load balancing, objective function, sensitivity coefficients, active power losses, negative sequence voltage unbalance factor, zero sequence voltage unbalance factor.*

Networks of 0.4 kV are characterized by a large unbalance of loads in phases. Current unbalance leads to voltage unbalance and additional losses of electrical energy. As a result, the voltage at the consumer may not meet the quality standards of electrical energy. In addition, due to unbalance, the service life of electrical equipment is reduced. Since the effect of stress balancing significantly depends on the place of balancing loads on the line, the paper proposes to determine the places of balancing loads by solving a multicriteria optimization problem. The paper proposes an objective function that minimizes active power losses and contains the total index of active power losses and indices of voltage unbalance coefficients in the negative and zero sequence.

The purpose of the study is to obtain an effective objective function for determining the places of balancing loads and voltages in the network, which ensures a minimum of active power losses and the values of the voltage unbalance factors within the required limits; conduct a study of balancing loads and voltages depending on the places of balancing.

Materials and methods. In the work, methods for calculating electrical networks were used, taking into account voltage losses and active power. To study the places of balancing loads and voltages, the method of multicriteria optimization with restrictions was used. The study of the objective function was carried out on a mathematical model of a low voltage overhead line. All calculations were carried out in MATLAB.

Research results. A review and analysis of modern tools and methods for balancing loads and voltages in low voltage networks has been carried out. As a result of the analysis, it was concluded that there is no algorithm for determining the places of load balancing in low-voltage networks that provide minimal active power losses and the values of the voltage unbalance factors within the required limits. The task of finding places for balancing loads and voltages is a multiobjective optimization problem with constraints. Therefore, an objective function was proposed that minimizes active power losses in the network and contains the total index of active power losses and indices of voltage unbalance coefficients for the reverse and zero sequence. To study the proposed objective function, a model overhead line of a 0.4 kV network with specified phase loads and voltages was used. For the model line, the calculation of active power losses and the values of the voltage unbalance coefficients in the initial mode before balancing was carried out. All calculations were carried out for each phase separately. At the first stage, the calculation of the sensitivity coefficients of active power losses and the sensitivity coefficients for the voltage unbalance coefficients was carried out. To study the balancing of loads, nodes were selected that have the maximum values of the sensitivity coefficients. It follows from the calculation results that the best effect from balancing is observed when balancing loads simultaneously in two nodes: in the node with the highest value of the total sensitivity factor of active power losses, and in the node with the maximum value of the phase sensitivity factor of active power losses. When balancing loads in only one of the nodes, the most optimal of the selected ones will be the node most remote from the TS. We also obtained weight coefficients that provide a minimum of the objective function.

Conclusions. The proposed objective function is effective for determining the places of load and voltage balancing in low voltage networks. In this case, the best effect is observed when balancing loads in nodes that have the highest values of the sensitivity coefficients of total active power losses and by phases. The node most remote from the TP will be more optimal. When balancing loads in places determined using the proposed objective function, it is possible to reduce power losses and ensure the values of the unbalance coefficients in the nodes on the line less than the maximum allowable value.

References

1. Varganova A.V. *O metodakh optimizatsii rezhimov raboty elektroenergeticheskikh sistem i setei* [On methods of optimizing the operating modes for electric power systems and networks]. *Vestnik Uzhno-ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Ser. Energetika*, 2017, vol. 17, no 3. pp. 48–55.

2. Kiselev M.Kh. *Issledovanie i razrabotka metodov simmetrirovaniya tokov v trekhfaznykh sistemakh elektrosnabzheniya na osnove silovykh elektronnykh ustroystv kompensatsii neaktivnoi moshchnosti: dis. ... kand. tekhn. nauk* [Research and development of methods for balancing currents in three-phase power supply systems based on power electronic devices for compensating inactive power: Cand. Diss.]. Moscow, 2017, 106 p.

3. Klimova G.N., Litvak V.V., Markman G.Z., Kharlov N.N. *Energoberezhenie i kachestvo elektricheskoi energii* [Energy saving and quality of electrical energy]. Tomsk, 2005, 157 p.

4. Kubar'kov Yu.P., Kulaev I.S., Alekhin R.A. *Optimizatsiya urovnei napryazheniya v aktivno-adaptivnykh setyakh s raspredelennoi generatsiei* [Optimization of voltage levels in active-adaptive networks with distributed generation]. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Ser. Tekhnicheskie nauki*, 2018, no. 3(59), pp. 154–164.

5. Nasyrov R.R., Tul'skii V.N., Kartashev I.I. *Sistema aktivno adaptivnogo regulirovaniya napryazheniya v raspredelitel'nykh elektricheskikh setyakh 110–220/6–20 kV* [System of actively adaptive voltage regulation in electrical distribution networks 110–220/6–20 kV]. *Elektrichestvo*, 2014, no. 12, pp. 13–18.

6. Orlov A.I., Volkov S.V., Savel'ev A.A. *Algoritmy upravleniya trekhfaznym ustroystvom vyvaznivaniya nagruzki elektricheskoi seti* [Control algorithms for a three-phase load balancing device in an electrical network]. *Vestnik Chuvashskogo universiteta*, 2017, no 1, pp. 162–172.

7. Osnovnye polozheniya kontseptsii intellektual'noi energosistemy s aktivno-adaptivnoi set'yu [The main provisions of the concept of an intelligent power system with an active-adaptive grid]. Available at: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf.

8. Tert'yakov E.A. *Sovershenstvovanie metodov upravleniya peredachei i raspredeleniem elektroenergii v adaptivnykh sistemakh elektrosnabzheniya stacionarnykh potrebitel'ei zheleznykh dorog: dis... d-ra tekhn. nauk* [Improving methods for managing the transmission and distribution of electricity in adaptive power supply systems for stationary consumers of railways: Doct. Diss.]. Omsk, 2021, 403 p.

9. Mansouri K., Ben Hamed M., Sbata L., Dhaoui M. Three-phase balancing in a LV distribution smart-grids using electrical load flow variation: “L.F.B.M.”. In: 2015 16th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), Monastir, Tunisia, 2015, pp. 427–431. DOI: 10.1109/STA.2015.7505085.

10. Maslov I., Maslova G., Ishalin A., Novoselova M. Power Quality Assurance with Balancing Transformers 10/0.4kV. In: 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS), Ufa, Russia, 2021, pp. 555–558. DOI: 10.1109/ICOECS52783.2021.9657254.

11. Sidorova V.T. Determining Mains Connection Points Charging Stations on RES for Electric Vehicles. In: 2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Sochi, Russia, 2021, pp. 85–89. DOI: 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446376.

12. Ziryukin V., Solopov R., Usanov A. The 0.4 kV Automatic Balancing Device Model. In: 2021 International Russian Automation Conference (RusAutoCon), Sochi, Russia, 2021, pp. 719–724. DOI: 10.1109/RusAutoCon52004.2021.9537532.

VERA T. SIDOROVA – Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Associate Professor, Department of Electromechanics, Mari State University, Russia, Yoshkar-Ola (veranig@yandex.ru; ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-6534-7847>).

SERGEY V. VOLKOV – Candidate of Technical Sciences, Dean of the Electrical Power Faculty, Mari State University, Russia, Yoshkar-Ola (svedin2011@mail.ru).

Формат цитирования: Сидорова В.Т., Волков С.В. Исследование симметрирования фазных напряжений и нагрузок в активно-адаптивных распределительных электрических сетях // Вестник Чувашского университета. – 2023. – № 4. – С. 140–150. DOI: 10.47026/1810-1909-2023-4-140-150.