

Issues of Estimating the Maximum Distributed Generation at High Wind Power Participation

Author

Krzysztof Dobrzyński

Keywords

Distributed generation, power estimation, wind power

Abstract

This paper presents the methods of estimating the maximum power that can be connected to the power system in distributed generation sources. Wind turbine generator systems (WTGS) were selected as the subject for analysis. Nonetheless, the considerations presented in this paper are only general and also apply to other types of power sources, including the sources that are not considered part of distributed generation.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016207

1. Introduction

Polish law lacks a precise definition of distributed generation. Across the world, distributed generation sources are considered to include small generation units with different upper limits of nominal power, i.e.: 50–150 MW. Those sources are connected directly to the distribution network or to the consumer's internal network. Often, they also generate electric power in combination with heat. Distributed generation sources can include:

- units working in combination (gas-fuelled turbines and engines)
- small hydroelectric power plants
- wind turbine generator systems
- photovoltaic cells (solar power plants)
- fuel cells
- power generation from biomass
- power generation from geothermal sources.

Assignment in distributed generation based on the nominal power differs between countries. In Poland, the upper limit of the nominal power of the sources connected to the distribution network of up to 110 kV is defined as the power range of 150–200 MW [7]. On the other hand, when dividing distributed generation according to the technology used, one can identify:

- renewable distributed generation
- modular distributed generation
- combined distributed generation.

At present across the world, especially in highly developed countries, environmental protection is essential. Until now, several legally binding documents have been issued that relate in detail to reducing the environmental impact of industry. This is inseparably linked to the power industry, which contributes to environmental pollution especially through power generation. Thus, it

has become important, especially in recent years, to promote reducing the emission of harmful substances, especially undesirable gases, into the environment. A solution is to increase the shares of renewable power sources in power generation.

Renewable power generation is a strategic objective of the energy policy of the European Union, which is expressed in Directive 2009/28/EC [4]. This document defines the principles of the support and promotion of power from renewable energy sources and sets the objective of obtaining a 20% share of renewable power sources in the total power consumption by 2020 (for Poland it is 15% in the final gross power consumption) and 15% share in transport. In March 2015, the President of the Republic of Poland signed the act on renewable energy sources [13], which constituted a legislative fulfilment of the obligations of Poland to the legislation of the European Union. This act is meant to provide the impetus for the development of prosumer renewable energy, assuming the development of micro-sources (up to 40 kW of electric power) that generate power mainly for the internal purposes of households. However, the present shape of the act raises many concerns and recurring criticism, both from the government and from the organisations that promote the development of renewable energy sources.

Considerations related to distributed generation, especially among system operators, repeatedly raised questions regarding the maximum total power of the sources that could operate in the system. However, the main purpose of system operators is to ensure safe operation of the power system. The response to the question on the maximum power depends on several factors. One of the main factors is the type of considered source, because the impact of the source on the power system depends on its type. Distributed generation sources are constructed mainly by private investors, so the development of those sources can be

predicted to a limited extent. At the legal level, the development can be stimulated to some extent, for example by increasing the profitability of investment in sources of a specific type (subsidies etc.). This situation creates a need for a compact method that would enable considering various scenarios related to changes in the development of different types of sources, as well as to changes in the power system topology.

The subject of specifying maximum power values, also for wind power plants, is also a subject of the research conducted (in a slightly different manner than presented in the paper) by other national research centres, e.g. by the Lublin University of Technology [6] or the Gdańsk Division of the Institute of Power Engineering [1].

2. The criteria for connecting sources to the power system

The connection of another generation source to the power system depends on the specific technical requirements that must be fulfilled. Their number and types depends mainly on the power and type of the source to connect, and the level of the voltage, to which the source is connected. However, here the connection point (voltage level) is strictly related with the connected source power, i.e. the lower the nominal voltage of the system, the lower

the nominal power of the source. Basing the considerations on wind power, we assumed that a wind turbine generator or wind farm with the power from few kW to dozens MW are considered part of distributed generation. Regardless of the type of source, it is possible to identify the following requirements for its connection to the power system:

- current harmonics introduced by the source to the power system
- frequency and power exchange fluctuations – static and dynamic deviations in frequency and power exchange
- short-circuit parameters – the ratio of the short-circuit apparent power at the wind farm connection point to its nominal apparent power, a requirement related to the earthing effectivity of the grid neutral point and a requirement related to the limitation of earth fault currents
- local stability – the stability margin and an analysis of the eigenvalues of the grid matrix
- global stability – the short-circuit critical time
- voltage stability – an analysis of sensitivity coefficients or eigenvalues of the Jacobian matrix or restrictions due to grid parameters
- voltage changes – voltage fluctuations, and short- and long-term flickers
- load limit of power system components.

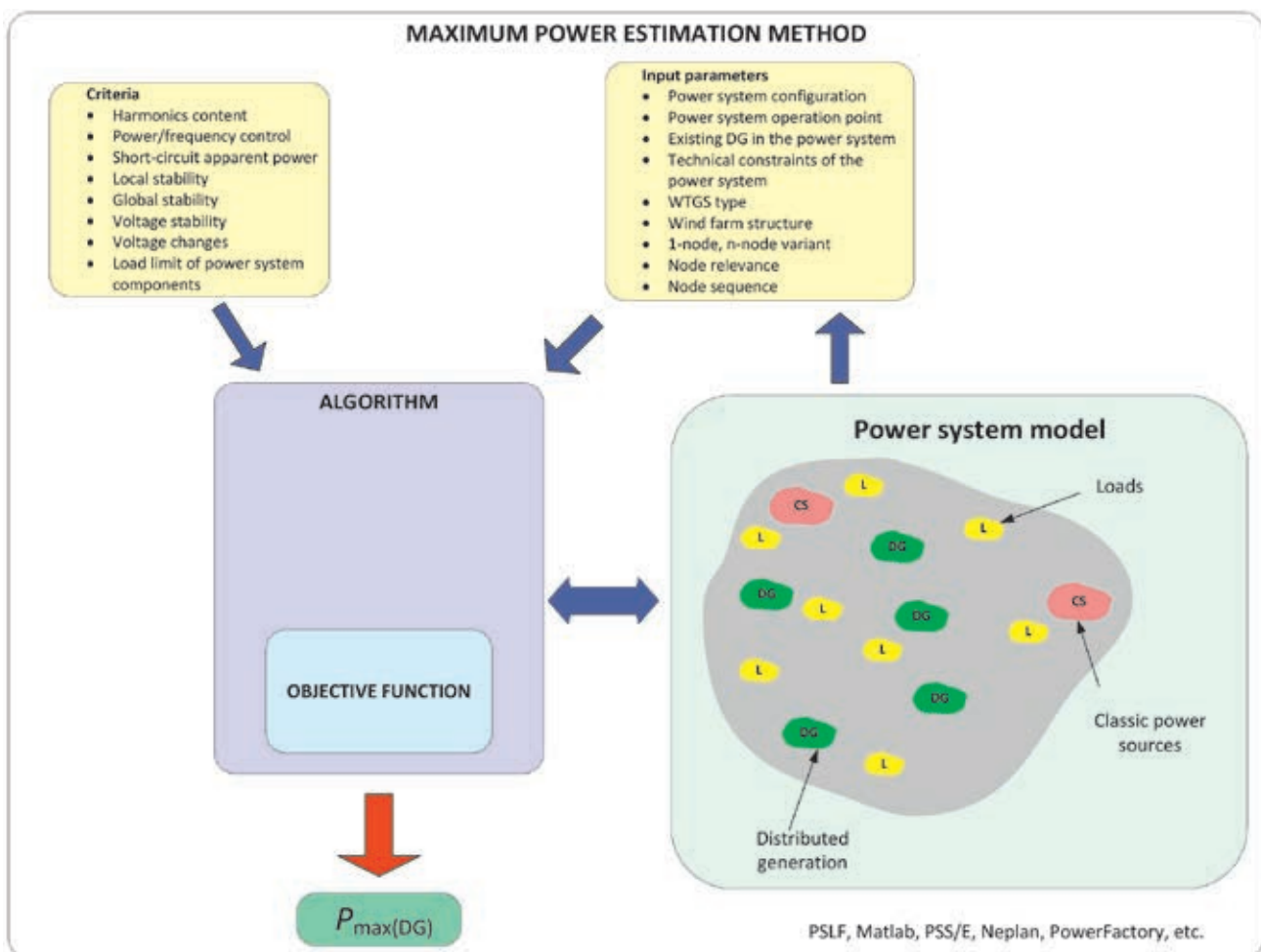


Fig. 1. Overall structure of the maximum power estimation method

3. Estimating the maximum power connectable to the power system

Estimating the maximum power that can be connected to the power system is a complex problem [2, 3]. The solution, i.e. the resulting power value, depends on the initial assumptions and the available data, especially related to the power system.

The method proposed in the paper (Fig. 1) includes the criteria listed in Chapter 2 and input parameters related to the power system on the one hand and resulting from the algorithm assumed on the other hand. The input parameters of the proposed method include the following:

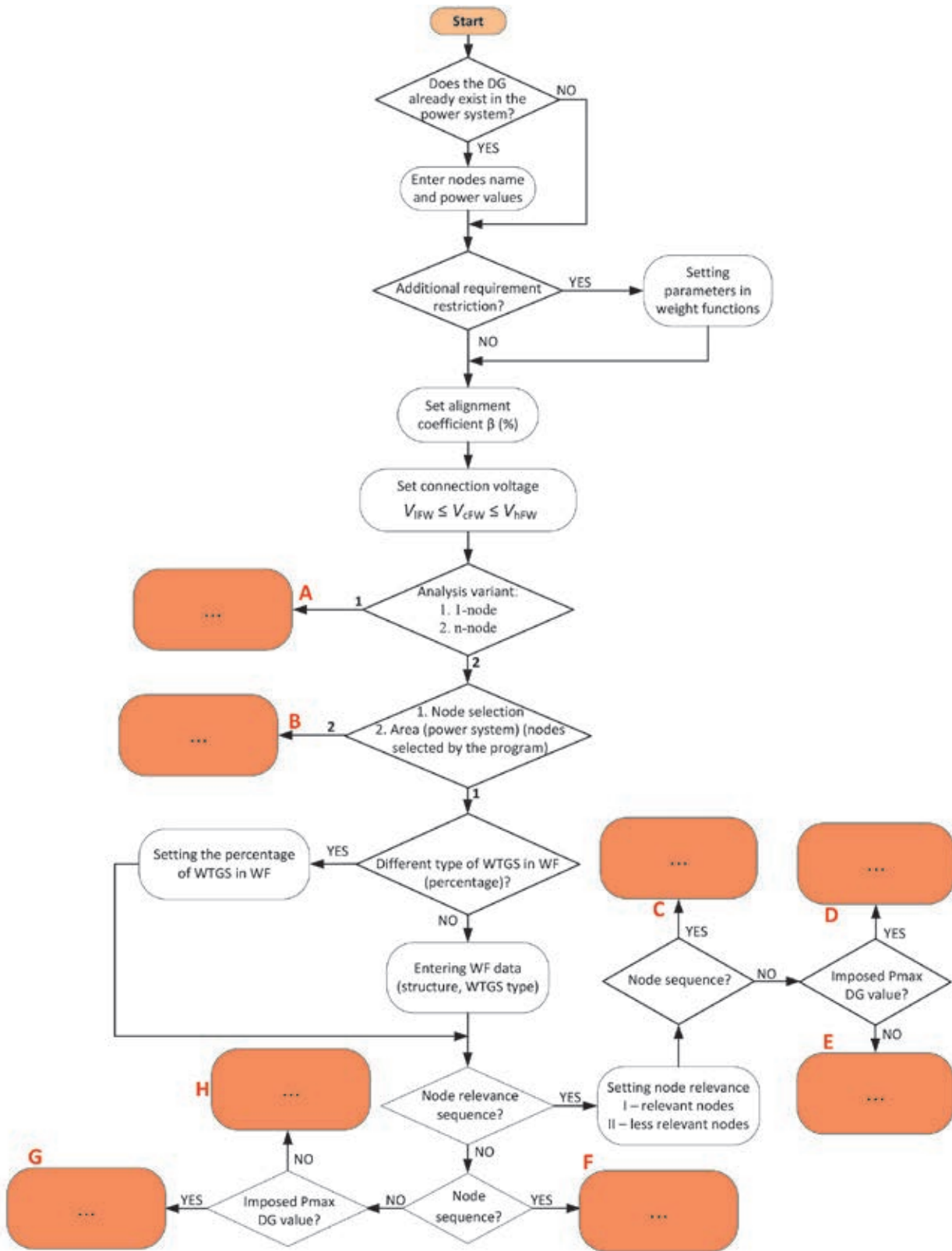


Fig. 2. Overall structure of the algorithm

- current topology of the power system – the structure results from the assumed mathematical model of the power system
- operation point of the power system – depends on power system topology and the generation and load assumed to occur in the system
- existing distributed generation in the system – distributed generation sources are included if present before the analysis
- technical constraints of the system – constraints due to the permissible current and voltage values for system components, such as lines or transformers
- type of WTGS used in the considered wind farm
- structure of the internal grid of the wind farm – the selection of type and parameters of power lines and connection structures within the farm
- reactive power compensation method in the wind farm – applies to farms equipped with wind turbine with asynchronous generators, in other cases it consists to adjust the power factor of the wind farm
- 1-node or n -node variant – estimating the maximum power in one node or in multiple nodes
- node relevance – the division of nodes, at which distributed power generation sources are to be connected, into two relevance levels. First, the maximum power is estimated for the nodes classified at the first relevance level. After obtaining the maximum connectible power at those nodes, the estimation process is performed for the second relevance level nodes
- node sequence – determination of the node sequence, according to which the maximum power is estimated.

The procedure under the proposed maximum power estimation method can be divided into three separate parts:

1. The introductory part, consisting of:
 - a. the selection of the criteria to consider in the maximum power estimation process. This is determined primarily by the type of source assumed for analysis (in the case of some sources, there is no need to analyse select criteria due to their negligible impact on the result) and the computing capabilities of the assumed power system analysis software
 - b. specification of the input parameters that primarily determine the algorithm structure assumed in analysis.
2. The part responsible for analysis. In this part of the method, the maximum power estimation process is running on according to specific procedures, the selection of which is determined by the assumed input parameters. At this stage, the algorithm uses the assumed model of the power system. As a result, it determines the objective function value and the maximum power that can be connected at the selected node (or nodes). Fig. 2 presents the overall structure of the proposed algorithm, in which the components marked with letters A to F are further parts of the algorithm, not shown here due to the limited volume of this paper.
3. The final part, in which the user selects the variant of power source connection at the considered nodes of the power system based on the results obtained.

Thus, the assumed structure of the maximum power estimation method allows an automatic completion of multiple comparative

analyses, which facilitates selection of the optimum variant. Here one should note that the final evaluation is at the discretion of the user and it is the user that decides on the final selection.

4. Objective function

Determining the maximum connectible power of the power system for distributed generation sources and finding the optimum locations for them is related to the issue of optimisation, while its form depends on the assumption of one of two variants. The first variant applies to the connection of a power source at a particular point of the system (at the selected node), while the second relates to the placement of sources in the entire system, sub-system or specific area.

In the first case, the problem of finding the maximum power can be converted into the problem of minimising the objective function K . In this case the solution is the minimum value from a set of values k . Here the objective function K is proposed in the following form:

$$K_w = \min \{k_{j,w}\} \quad (1)$$

where:

$$k_{j,w} = \sum_{i=1}^n \alpha_{i,w} \xi_{i,w} \quad (2)$$

where: i – i -th criterion; j – j -th variant; w – w -th node (in the case of maximum power estimation for a single node $w = 1$); $\alpha_{i,w}$ – weight of the i -th criterion at the w -th node; $\alpha_{i,w} \times \xi_{i,w}$ – criteria function, of which the shape depends on the i -th criterion in the w -th node.

The objective function defined according to the equation (2) means that the sought value is the maximum power P_{\max} that can be connected at the node w in the variant j :

$$k_{j,w} = f(P_{\max}, j) \quad (3)$$

The weight of the objective function (2) is proposed as a function depending on parameters a_i , b_i , c_i and the criteria function ξ_j :

$$\alpha_{i,w}(\xi_{i,w}) = \begin{cases} 0 & \text{for } \xi_{i,w} \leq a_{i,w} \\ b_{i,w} \left(\frac{\xi_{i,w} - a_{i,w}}{\xi_{i,w} - c_{i,w}} \right)^2 & \text{for } a_{i,w} < \xi_{i,w} < c_{i,w} \end{cases} \quad (4)$$

where: $a_{i,w}$, $b_{i,w}$, $c_{i,w}$ – parameters of the weight function for the i -th criterion.

A graphical interpretation of the assumed weight function is presented in Fig. 3.

The purpose of the weight function is to enable an independent impact of the particular criteria on the final result of the objective function K_w . It is possible due to the parameters a_j and b_j that determine the component value of the objective function ($\alpha_j \times \xi_j$). Parameter a_j enables determining the point on ξ_j -axis

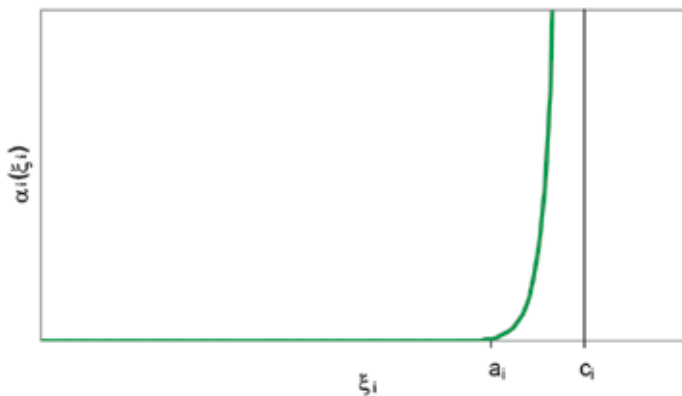


Fig. 3. Weight function α

(Fig. 3), from which the weight function α_i , and thus the objective function K_w , changes its value. The purpose of this parameter is to adjust the width of the safety margin of movement of the component of the objective function associated with criterion. In turn, the parameter b_i determines the rate, at which the weight function α_i responds to criteria function changes ξ_i , when located within the set margin. Parameters a_i and b_i can remain the same ($a_1 = a_2 = a_3 \dots = a_i$ and $b_1 = b_2 = b_3 = \dots = b_i$) for all components of the objective function ($a_i \times \xi_i$). Then, their impact on the value of the objective function K_w is the same. It is also permissible to skip select criteria in the analysis, which allows adjusting the maximum power estimation method to a particular power source or simplifying the optimisation process.

The parameter c_i is equivalent to the limit value of the given criterion, expressed in relative values. By default, it assumes the value of one ($c_i = 1$), which means that the limit value is the maximum value of the given criterion. The maximum power estimation process is finished upon the excess of the limit value of any criterion. The final value of the objective function K_w and the maximum power of the estimated distributed generation source P_{max} are assumed as the values determined at the calculation step before the occurrence of the excess condition.

The shape of the objective function changes when seeking the maximum generation located at multiple points of the power system, where the problem of estimating the maximum problem can be narrowed down to a particular area or sub-system. In that case, the number of nodes w and their location and the initial assumptions constitute a particular variant l . Finding the maximum power for the considered area of the power system, is related to the determination of the objective function H_l (5). This function is the smallest value of the set that consists of the values of the objective function K_w (1) for the nodes selected for analysis. So, it is assumed that the form of the objective function H_l determined for the defined area is:

$$H_l = \min\{h_i\} \tag{5}$$

where: l – variant depending on the number of nodes assumed in the analysis, the location of those nodes and criteria; h_l – the total of the values of the objective function K_w (1) determined at the considered nodes:

$$h_l = \sum_{w=1}^m K_w \tag{6}$$

where: m – number of the nodes with a power source.

Form the objective function (5) means that the sought value is the total power P_{MAX} consisting of the maximum power values P_{max} obtained in the variant l , at the considered nodes w :

$$h_l = f(P_{MAX}, l) \tag{7}$$

5. Interpreting the results obtained in the maximum power estimation process

As a result of the maximum power estimation algorithm operation, an objective function value is determined that indicates the optimum solution. Furthermore, many other results are obtained, a proper interpretation of which allows making a final decision on the suitable solution.

The main purpose of the algorithm is to estimate the value of power that can be installed at the selected points of the power system. This task can be divided into four different cases:

- estimation of the maximum power at the selected node of the power system
- estimation of the maximum power at the selected n nodes of the power system
- determining the value of the objective function for the power source connected to the selected node of the power system
- determining the value of the objective function for the total power of sources connected to the selected n nodes of the power system.

In the first two cases the estimation process ends when at least one criterion requirement is not fulfilled. Assuming that in each of those two cases the analysis covers t variants (t different nodes or t different n -node configurations), the results are t different pairs consisting of the objective function value (K_w or H_l) and the

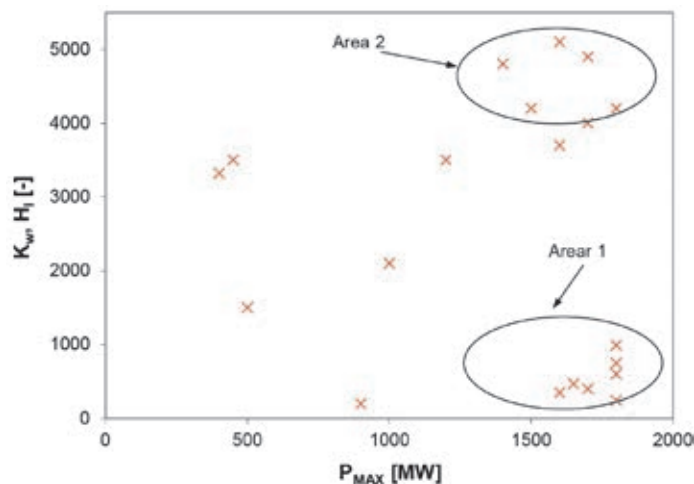


Fig. 4. An example distribution of values of the objective function K_w or H_l

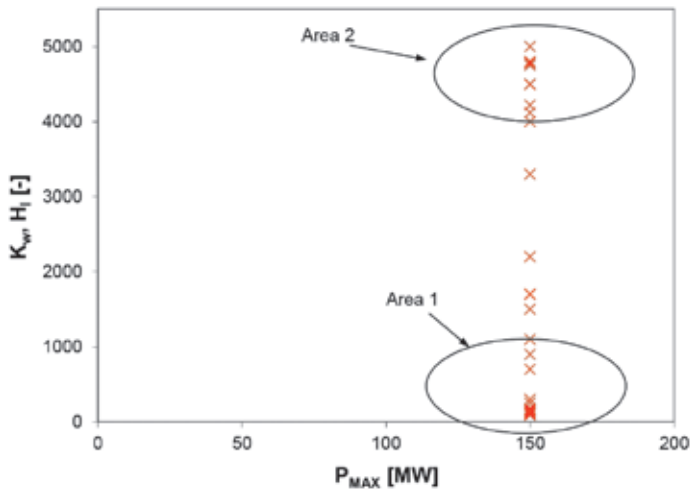


Fig. 5. An example distribution of values of the objective function K_w or H_j for the set power of the considered power sources

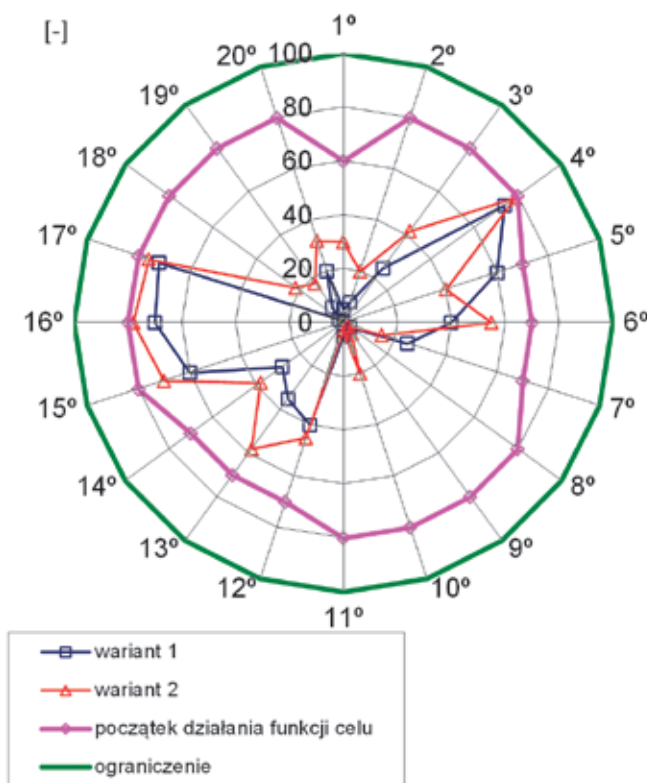
power P_{MAX} . The objective function value (as well as power P_{MAX}) is a value from the calculation step, which precedes the step at which one of the limit values is exceeded and the estimation proces is ended.

Fig. 4 presents example results that can be obtained when estimating the maximum power at a single node or n nodes of the system. Furthermore, the figure includes two areas in which the best solutions should be sought.

The optimum solution should be sought in *Area 1*, for the highest power values obtained at the considered nodes (node) of the power system and the lowest value of the objective function (K_w or H_j). An exception is the estimation of the maximum power at a single node, where the calculation of the value of the objective function is based on only one component $a_i \times \xi_j$. Then, the optimum solution is located in *Area 2*, because the high value of the objective function K_w can mean that the component $a_i \times \xi_j$ shows little response to changes of power at the considered node.

The proposed method can also help to select the best locations to connect sources with the given power. Then, similarly to the cases described above, the value of the objective function indicates the best solution. The difference is that the calculated values of the objective function (K_w or H_j) are distributed along a straight line determined by the maximum power P_{MAX} , which is assumed at the begin of the analysis. Fig. 5 shows an example distribution of values of the objective function for different variants¹. In this example, the value of power P_{MAX} determined before the analysis is 150 MW.

The use of values of the objective function (K_w or H_j) for selecting the optimum location, when the maximum power P_{MAX} of the considered sources is imposed before the analysis, is not always possible. This is related with the range $\xi_j \in (a_j \div c_j)$, in which the particular components of the objective function K_w assume non-zero values. It means that the specification of the criteria function



- 1° - I_{2h} - zawartość harmonicznych prądu
- 2° - Δf_s - statyczna zmiana częstotliwości
- 3° - ΔP_{ws} - statyczna ziana mocy wymiany
- 4° - k_{sk} - stosunek mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia FW do jej mocy znamionowej
- 5° - $X_0/X_1 \leq \gamma_3$ - skuteczność uziemienia punktu neutralnego sieci
- 6° - $X_0/X_1 \geq \gamma_1$ - ograniczenie prądów zwarć doziemnych
- 7° - $R_0/X_1 \leq \gamma_1$ - skuteczność uziemienia punktu neutralnego sieci
- 8° - k_{sFW} - współczynnik przepustowości sieci
- 9° - e - wartości własne macierzy systemowej
- 10° - ζ - współczynniki czułości
- 11° - λ - wartości własne macierzy Jacobiego
- 12° - P_{st} - wskaźnik migotania krótko- i długookresowy - praca ciągła EW
- 13° - P_{st} - wskaźnik migotania krótkookresowy - praca łącz. EW
- 14° - P_{fl} - wskaźnik migotania długookresowy - praca łącz. EW
- 15° - d - względna zmiana napięcia
- 16° - ΔU - statyczna zmiana napięcia
- 17° - I_{max} - dopuszczalne obciążenie elementów SEE
- 18° - t_z - krytyczny czas trwania zwarcia
- 19° - Δf_d - dynamiczna zmiana częstotliwości
- 20° - ΔP_{wd} - dynamiczna zmiana mocy wymiany

Fig. 6. Summary of example values of criteria functions ξ_j

¹ Here the term "variant" means a selection of one node from a range of possibilities or a selection of one node configuration from a range of possible configurations.

range ξ_j (by selecting parameters a_i and c_i) and the maximum power P_{MAX} determine whether the particular components of the objective function $a_i \times \xi_j$ obtain non-zero values during the analysis, thus influencing the value of the objective function K_w . When it is not possible to determine the objective function K_w (all weights a_i are zero), the best solution can be selected using criteria function values ξ_j . The values determined at the final calculation step can be arrayed in the chart shown in Fig. 6. The individual axes marked 1–20° correspond to the criteria requirements included in the analysis. The figure shows, for example, the line that interconnects the points indicating the values from which the criteria function has a non-zero value (in violet). Those points are based on the assumed values of the particular parameters a_i of the weight function. For example, the parameter a_1 equal to 0.6 for a criterion based on the current harmonics content, corresponds to the value of 60% on axis 1° of the chart. The inclusion of the results for different variants in one graph (in Fig. 6 the variants are marked in red and blue) allows drawing conclusions on the best solution relatively easily.

Based on the graph, it is also possible to determine which of the criteria requirements are especially “sensitive” to the considered distributed generation source. The purpose of such a presentation of results is to facilitate decision-making regarding the best solution among those obtained in the maximum power estimation process.

6. Conclusions

The increasing demand for electric power and the ageing of the existing power sources compels the construction of new sources. In many systems, including the National Power System, it is accompanied by a change in the structure of generating unit operation on the power system. This results from the fact that Poland had joined the European Union and then the EU introduced directives to promote renewable power development. It is forecast that the amount of electric power generated in high power source and industrial power plants firing lignite or coal will continue to decrease in the following years. The loss in the power balance will be compensated for by distributed sources, most of which will probably be renewable sources.

The method of estimating the maximum power that can be connected at the node (nodes) of the power system proposed in the paper allows evaluating different variants of connection of new power sources. The versatility of this method enables using any type of sources, including high power sources. On the other hand, the assumed shape of the algorithm allows full automation

of calculations and using commercially available software in the estimation process to calculate voltage levels and power flow, as well as to analyse the dynamics of the power system. Thus, it is relatively easy to perform calculations for different generation and load distributions (including automatically taken) in power system nodes. This allows including and comparing different concepts of power system development.

REFERENCES

1. M. Bajor, Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej, Konferencja “Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” [Safe operation of a system with restricted transfer capacities at high wind generation, conference entitled “Current problems in the power industry”], Jurata 2011.
2. K. Dobrzyński, Metodyka szacowania maksymalnej generacji rozproszonej ulokowanej w elektrowniach wiatrowych, rozprawa doktorska [The methods of estimating the maximum distributed generation in wind power plants, PhD dissertation], Gdańsk 2012.
3. K. Dobrzyński, Szacowanie maksymalnej mocy generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym, [Estimating the maximum power of distributed generation in the power system], Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2014.
4. Directive of the European Parliament and Council No. 2009/28/EC of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources (Journal of Laws. WE L 140 of 5.6.2009).
5. P. Kacejko, J. Machowski, Zwarcia w sieciach elektroenergetycznych [Short-circuits in power systems], Warszawa 1993.
6. P. Kacejko, P. Pijarski, Generation Level Matching to the Transmission Capability of Overhead Lines, *Acta Energetica*, No. 1/14, 2013.
7. P. Kacejko, Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym [Distributed generation in the power system], Lublin 2004.
8. P. Kundur, Power system stability and control, McGraw-Hill 1994.
9. Z. Lubośny, Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym [Wind power plants in the power system], Warszawa 2006.
10. Z. Lubośny, Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym [Wind farms in the power system], Warszawa 2009.
11. Z. Lubośny, Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa farm wiatrowych [Power system protection automation in wind farms], Warszawa 2013.
12. J. Machowski, Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego [Power system adjustment and stability], Publishing House of the Warsaw University of Technology, Warszawa 2007.
13. Act of 20 February 2015 on renewable energy sources.

Krzysztof Dobrzyński

Gdańsk University of Technology

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology in 1999. In 2012 he obtained his PhD degree at the Faculty of Electrical and Control Engineering of Gdańsk University of Technology. An assistant professor at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include interoperation of distributed generation sources with the power system, mathematical modelling, power system control, and intelligent systems in buildings..

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 85–91. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Problematyka szacowania maksymalnej generacji rozproszonej przy dużym nasyceniu energetyką wiatrową

Autor

Krzysztof Dobrzyński

Słowa kluczowe

generacja rozproszona, szacowanie mocy, energetyka wiatrowa

Streszczenie

W artykule przedstawiono metodykę szacowania maksymalnej mocy, jaką można przyłączyć do systemu elektroenergetycznego w źródłach generacji rozproszonej. Ze względu na aktualną dynamikę rozwoju jako przedmiot analiz wybrano elektrownie wiatrowe. Niemniej jednak przedstawione w artykule rozważania mają ogólny charakter i znajdują zastosowanie również do innego typu źródeł energii elektrycznej, w tym również do źródeł niezaliczanych do generacji rozproszonej.

1. Wstęp

W polskim prawie brakuje definicji dokładnie precyzującej pojęcie „generacji rozproszonej”. Na świecie do źródeł generacji rozproszonej zalicza się małe jednostki wytwórcze z różnie przyjmowaną górną granicą mocy znamionowej, tj.: 50–150 MW. Źródła te są przyłączone bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej lub do wewnętrznej sieci elektroenergetycznej odbiorcy. Często też wytwarzają energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Do źródeł generacji rozproszonej można zaliczyć:

- jednostki pracujące w skojarzeniu (turbiny i silniki na paliwo gazowe)
- małe elektrownie wodne
- elektrownie wiatrowe
- ognia fotowoltaiczne (elektrownie słoneczne)
- ognia paliwowe
- wytwarzanie energii z biomasy
- wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł geotermalnych.

Przynależność do generacji rozproszonej ze względu na moc znamionową jest różna w wielu krajach. W Polsce górną granicę mocy znamionowej źródeł podłączanych do sieci rozdzielczej nieprzekraczającej 110 kV określa się przedziałem mocy 150–200 MW [7]. Z kolei dzieląc generację rozproszoną według zastosowanej technologii, można mówić o:

- odnawialnej generacji rozproszonej
- modułowej generacji rozproszonej
- skojarzonej generacji rozproszonej.

Aktualnie na świecie, a w szczególności w krajach wysoko rozwiniętych, znaczącą rolę odgrywa szeroko rozumiana ochrona środowiska. Do tej pory powstało wiele dokumentów mających moc prawną, które w szczegółowy sposób traktują o ograniczeniu wpływu przemysłu na środowisko naturalne. Nierozważalnie związana jest z tym energetyka, która szczególnie w aspekcie wytwarzania przyczynia się do zanieczyszczenia środowiska naturalnego. Dlatego istotne stało się, zwłaszcza na przestrzeni ostatnich lat, działanie na rzecz ograniczania przedostawania się do naturalnego środowiska szkodliwych substancji, a w szczególności niepożądanych gazów. Jednym ze sposobów tego ograniczenia jest wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w produkcji energii.

Obecnie energetyka odnawialna jest strategicznym celem polityki energetycznej Unii Europejskiej, co znalazło wyraz w Dyrektywie 2009/28/WE [4]. Dokument ten określa zasady wspierania i promowania energii elektrycznej pochodzącej z OZE i stawia za cel osiągnięcie w 2020 roku udziału źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii na poziomie 20% (dla Polski jest to poziom 15% w końcowym zużyciu energii brutto) oraz na poziomie 15% w transporcie. Z kolei w Polsce w marcu 2015 roku prezydent podpisał ustawę o odnawialnych źródłach energii [13], która stanowi legislacyjne wypełnienie zobowiązań Polski wobec prawodawstwa Unii Europejskiej. Ustawa ta ma się stać przyczynkiem do rozwoju energetyki odnawialnej tzw. prosumenckiej, gdzie zakłada się rozwój mikroźródeł (do 40 kW mocy elektrycznej) wytwarzających energię elektryczną głównie na potrzeby własne gospodarstw domowych. Obecny kształt ustawy budzi jednak wiele wątpliwości i głosów krytyki, zarówno ze strony obecnego rządu premier Beaty Szydło, jak i ze strony organizacji wspierających rozwój energetyki odnawialnej.

Wielokrotnie w rozważaniach dotyczących generacji rozproszonej, zwłaszcza prowadzonych przez operatorów systemowych, stawiane jest pytanie o maksymalną, sumaryczną moc takich źródeł, które mogą pracować w systemie. Przy czym głównym celem operatorów systemowych jest tu zapewnienie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego. Odpowiedź na pytanie o maksymalną wartość mocy zależy od wielu aspektów. Jednym z podstawowych jest typ rozważanego źródła, ponieważ wpływ źródła na system elektroenergetyczny zależy od jego typu. Źródła generacji rozproszonej budowane są głównie przez prywatnych inwestorów, dlatego też ich stopień rozwoju można przewidywać w ograniczony sposób. Na poziomie prawnym można ten rozwój w pewien sposób stymulować, na przykład poprzez zwiększanie opłacalności inwestowania w źródła określonego typu (dotacje itp.). Sytuacja ta powoduje, że pożądana jest zwarta metodyka, która dawałaby możliwość uwzględniania w analizach różnych scenariuszy związanych ze zmianami w rozwoju źródeł różnego typu, jak również

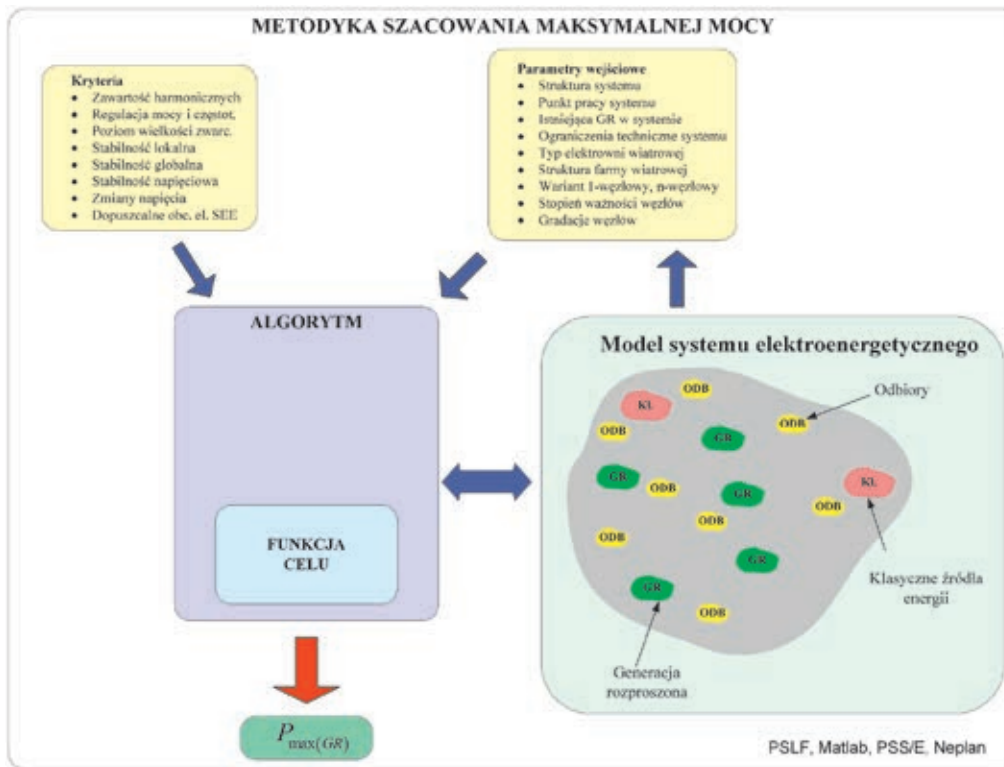
ze zmianami zachodzącymi w topologii systemu elektroenergetycznego.

Tematyka określania maksymalnych mocy, w tym również farm wiatrowych, jest również przedmiotem badań prowadzonych (w nieco odmienny sposób niż przedstawiony w artykule) przez inne krajowe ośrodki badawcze, m.in. przez Politechnikę Lubelską [6] czy Oddział Gdański Instytutu Energetyki [1].

2. Kryteria przyłączania źródeł do systemu elektroenergetycznego

Przyłączenie kolejnego źródła wytwórczego do systemu elektroenergetycznego jest uwarunkowane określonymi wymaganiami technicznymi, jakie muszą zostać spełnione. Liczba wymagań i ich rodzaj zależy w głównej mierze od mocy przyłączanego źródła, jego typu oraz poziomu napięcia, do którego przyłączane jest źródło. Przy czym miejsce przyłączenia (poziom napięcia) jest tu ściśle związane z mocą przyłączanego źródła, tzn. im niższe napięcie znamionowe sieci, tym mniejsza moc znamionowa źródła. Opierając rozważania na energetyce wiatrowej, przyjęto, że elektrownia lub farma wiatrowa o mocy od pojedynczych kilowatów do dziesiątek megawatów zaliczana jest do generacji rozproszonej. Abstrahując od typu źródła, można wyszczególnić następujące kryteria warunkujące jego przyłączenie do systemu elektroenergetycznego:

- harmoniczne prądu wprowadzane przez rozważane źródło do systemu elektroenergetycznego
- wahania częstotliwości i mocy wymiany – statyczna i dynamiczna zmiana częstotliwości oraz mocy wymiany
- poziom wielkości zwarciovych – stosunek mocy zwarciovych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do jej mocy znamionowej pozornej, warunek odnoszący się do skuteczności uziemienia punktu neutralnego sieci oraz warunek związany z ograniczeniem prądów zwarć doziemnych
- stabilność lokalna – kątowy lub mocowy współczynnik przepustowości sieci oraz analiza wartości własnych macierzy systemowej
- stabilność globalna – krytyczny czas trwania zwarcia



Rys. 1. Ogólna struktura metodyki szacowania maksymalnej mocy

- stabilność napięciowa – analiza współczynników czułości lub analiza wartości własnych macierzy Jacobiego lub ograniczenia wynikające z parametrów sieci
- zmiany napięcia – wahania napięcia oraz migotanie krótkotrwałe i długotrwałe
- dopuszczalne obciążenie elementów systemu elektroenergetycznego.

3. Szacowanie maksymalnej mocy

możliwej do przyłączenia w systemie
 Szacowanie maksymalnej mocy, jaką można przyłączyć do systemu elektroenergetycznego, jest złożonym problemem [2, 3]. Samo rozwiązanie, czyli poszukiwana wartość mocy, zależy od przyjętych na wstępie założeń oraz dostępnych danych, zwłaszcza dotyczących samego systemu.

W proponowanej w artykule metodyce (rys. 1) uwzględniane są kryteria wymienione w rozdziale 2 oraz parametry wejściowe, które z jednej strony dotyczą systemu elektroenergetycznego, a z drugiej strony wynikają z przyjętego algorytmu. Do parametrów wejściowych proponowanej metodyki można zaliczyć:

- aktualną strukturę systemu elektroenergetycznego – struktura ta wynika z przyjętego modelu matematycznego systemu
- punkt pracy systemu elektroenergetycznego – zależy on od topologii systemu oraz od przyjętych wartości generacji i obciążeń występujących w systemie
- istniejącą generację rozproszoną w systemie – uwzględnia się źródła generacji rozproszonej, jeżeli takie występują przed analizą
- ograniczenia techniczne systemu – ograniczenia wynikające z dopuszczalnych wartości prądów i napięć dla

elementów sieciowych, takich jak linie czy transformatory

- typ elektrowni wiatrowej zastosowanej w rozważanej farmie
- strukturę sieci wewnętrznej farmy wiatrowej – wybór typu oraz parametrów linii elektroenergetycznych oraz struktury połączeń wewnątrz farmy
- sposób kompensacji mocy biernej w farmie – dotyczy farm wyposażonych w elektrownie z generatorami asynchronicznymi, w pozostałych przypadkach sprowadza się to do wprowadzenia współczynnika mocy, z jakim pracuje farma
- wariant 1-węzłowy lub n-węzłowy – wybór między szacowaniem maksymalnej mocy w jednym węźle lub w wielu węzłach
- stopień ważności węzłów – podział węzłów, w których zakłada się przyłączenie źródeł generacji rozproszonej według dwóch stopni ważności. W pierwszej kolejności szacowanie maksymalnej mocy odbywa się dla węzłów zaszerogowanych do pierwszego stopnia ważności. Po osiągnięciu maksymalnej mocy możliwej do przyłączenia w tych węzłach proces szacowania przeprowadzany jest dla węzłów drugiego stopnia ważności
- gradację węzłów – ustalenie kolejności węzłów, w jakiej odbywa się szacowanie maksymalnej mocy.

Postępowanie w ramach proponowanej metodyki szacowania maksymalnej mocy można podzielić na trzy osobne części:

1. Część wstępna, na którą składa się:
 - a. wybór kryteriów, które należy uwzględnić w procesie szacowania maksymalnej mocy. Zdeterminowane

jest to przede wszystkim przyjętym w analizie typem źródła (w przypadku niektórych źródeł nie ma potrzeby analizowania wybranych kryteriów ze względu na ich znikomy wpływ na uzyskiwany wynik) oraz możliwościami obliczeniowymi przyjętego do symulacji programu

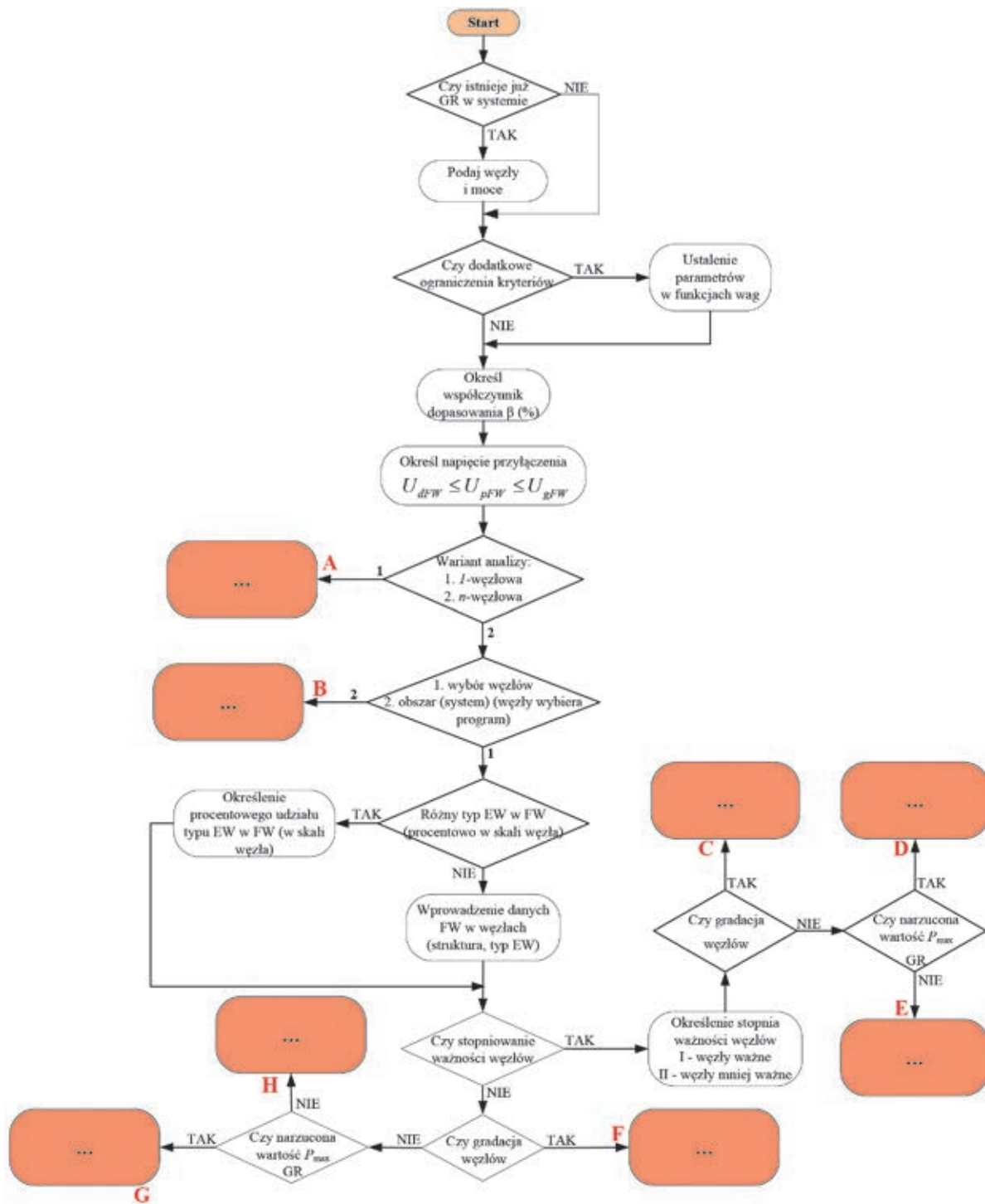
- b. określenie parametrów wejściowych, które w głównej mierze decydują o przyjętej w obliczeniach strukturze algorytmu

2. Część odpowiadająca za obliczenia.

W tej części metodyki proces szacowania maksymalnej mocy przebiega według określonych procedur, o których wyborze decydują przyjęte parametry wejściowe. Na tym etapie algorytm w obliczeniach wykorzystuje przyjęty model systemu elektroenergetycznego. W efekcie wyznaczona jest wartość funkcji celu oraz maksymalna moc, jaką można przyłączyć w wybranym węźle (lub węzłach) w postaci przyjętych typów źródeł generacji rozproszonej. Na rys. 2 przedstawiono ogólną strukturę zaproponowanego algorytmu, gdzie elementy struktury oznaczone literami A–H stanowią dalsze części algorytmu, niepokazywane tutaj ze względu na ograniczoną ilość miejsca w niniejszej publikacji

3. Część końcowa, w której użytkownik na podstawie otrzymanych wyników decyduje o wyborze wariantu przyłączenia źródeł energii elektrycznej, w rozpatrywanych punktach systemu elektroenergetycznego.

Tak przyjęta struktura metodyki szacowania maksymalnej mocy daje możliwość automatycznego wykonania wielu analiz



Rys. 2. Ogólna struktura algorytmu

porównawczych, ułatwiając w ten sposób wybór najlepszego wariantu. Należy przy tym pamiętać, że ocena końcowa należy do użytkownika i to on decyduje o ostatecznym wyborze.

4. Funkcja celu

Wyznaczenie maksymalnej mocy możliwej do przyłączenia do systemu elektroenergetycznego w źródłach generacji rozproszonej oraz znalezienie dla nich najlepszych

lokalizacji wiąże się z zagadnieniem optymalizacyjnym, a jego forma zależy od przyjęcia jednego z dwóch wariantów. Pierwszy wariant dotyczy przyłączenia źródła energii elektrycznej w danym punkcie systemu (w wybranym węźle), a drugi ułokowania źródeł w całym systemie, podsystemie lub na określonym obszarze.

W pierwszym przypadku problem poszukiwania maksymalnej mocy można sformułować do problemu minimalizacji funkcji

celu K . Rozwiązaniem w tym przypadku jest wartość minimalna ze zbioru wartości k . Proponuje się tu funkcję celu K o następującej postaci:

$$K_w = \min \{k_{j,w}\} \quad (1)$$

gdzie:

$$k_{j,w} = \sum_{i=1}^n \alpha_{i,w} \xi_{i,w} \quad (2)$$

gdzie: i – i -te kryterium, j – j -ty wariant, w – w -ty węzeł (w przypadku szacowania maksymalnej mocy w pojedynczym węźle $w = 1$), $\alpha_{i,w}$ – waga i -tego kryterium w w -tym węźle, $\alpha_{i,w} \times \xi_{i,w}$ – funkcja kryterialna, której kształt zależy od i -tego kryterium w w -tym węźle.

Zdefiniowana funkcja celu według zależności (2) oznacza, że poszukiwana jest maksymalna wartość mocy P_{\max} , jaką można przyłączyć w węźle w w danym wariantcie j :

$$k_{j,w} = f(P_{\max,w}, j) \quad (3)$$

Wagę w funkcji celu (2) zaproponowano jako funkcję zależną od parametrów a_i , b_i , c_i oraz od funkcji kryterialnej ξ_i :

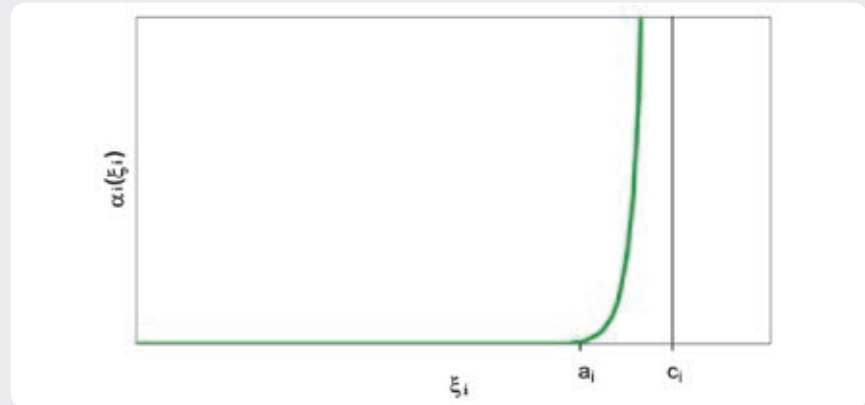
$$\alpha_{i,w}(\xi_{i,w}) = \begin{cases} 0 & \text{dla } \xi_{i,w} \leq a_{i,w} \\ b_{i,w} \left(\frac{\xi_{i,w} - a_{i,w}}{\xi_{i,w} - c_{i,w}} \right)^2 & \text{dla } a_{i,w} < \xi_{i,w} < c_{i,w} \end{cases} \quad (4)$$

gdzie: $a_{i,w}$, $b_{i,w}$, $c_{i,w}$ – parametry funkcji wag dla i -tego kryterium.

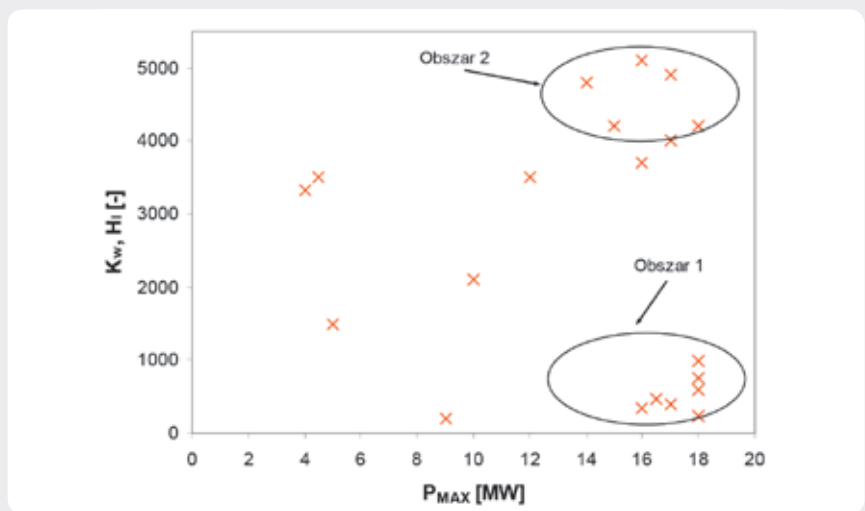
Graficzną interpretację przyjętej funkcji wag przedstawiono na rys. 3.

Zadaniem funkcji wag jest umożliwienie niezależnego wpływu poszczególnych kryteriów na końcowy wynik funkcji celu K_w . Możliwe jest to dzięki parametrom a_i i b_i , które decydują o wartości składowej funkcji celu ($\alpha_i \times \xi_i$) danego kryterium. Parametr a_i umożliwia ustalenie punktu na odciętej ξ_i (rys. 3), od którego funkcja wagi α_i , a co za tym idzie funkcja celu K_w zmienia swoją wartość. Zadaniem tego parametru jest regulowanie szerokości pewnego marginesu bezpieczeństwa, w którym porusza się część funkcji celu odpowiedzialna za dane kryterium. Z kolei parametr b_i decyduje o tym, jak szybko funkcja wagi α_i reaguje na zmianę funkcji kryterialnej ξ_i , znajdując się w zadanym marginesie. Parametry a_i i b_i mogą pozostać takie same ($a_1 = a_2 = a_3 \dots = a_i$ oraz $b_1 = b_2 = b_3 = \dots = b_i$) dla wszystkich składowych funkcji celu ($\alpha_i \times \xi_i$), wówczas ich wpływ na wartość funkcji celu K_w jest jednakowy. Dopuszcza się również pominięcie w analizie wybranych kryteriów, co daje możliwość dopasowania metodyki szacowania maksymalnej mocy do konkretnego źródła energii elektrycznej lub uproszczenia procesu optymalizacji.

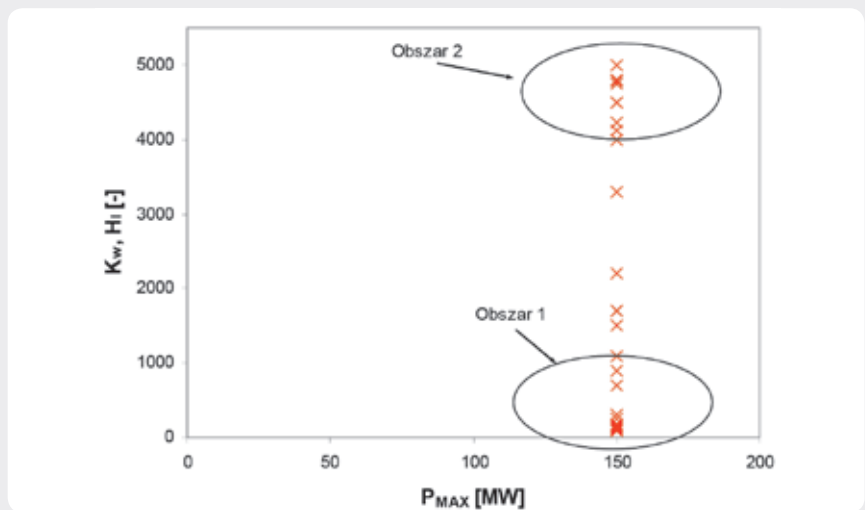
Parametr c_i odpowiada granicznej wartości danego kryterium, wyrażonej w wartościach względnych. Domyślnie przyjmuje on wartość równą jeden ($c_i = 1$), co oznacza, że wartością graniczną jest maksymalna wartość dla danego kryterium. Proces szacowania maksymalnej mocy zostaje zakończony z chwilą przekroczenia wartości granicznej dowolnego kryterium. Za końcową wartość funkcji celu K_w i maksymalną moc szacowanego źródła generacji rozproszonej P_{\max} przyjmuje się wartości wyznaczone w kroku obliczeniowym poprzedzającym wystąpienie przekroczenia. Kształt funkcji celu zmienia się w przypadku poszukiwania maksymalnej generacji rozlokowanej w wielu miejscach systemu elektroenergetycznego, gdzie problem szacowania



Rys. 3. Funkcja wagi α



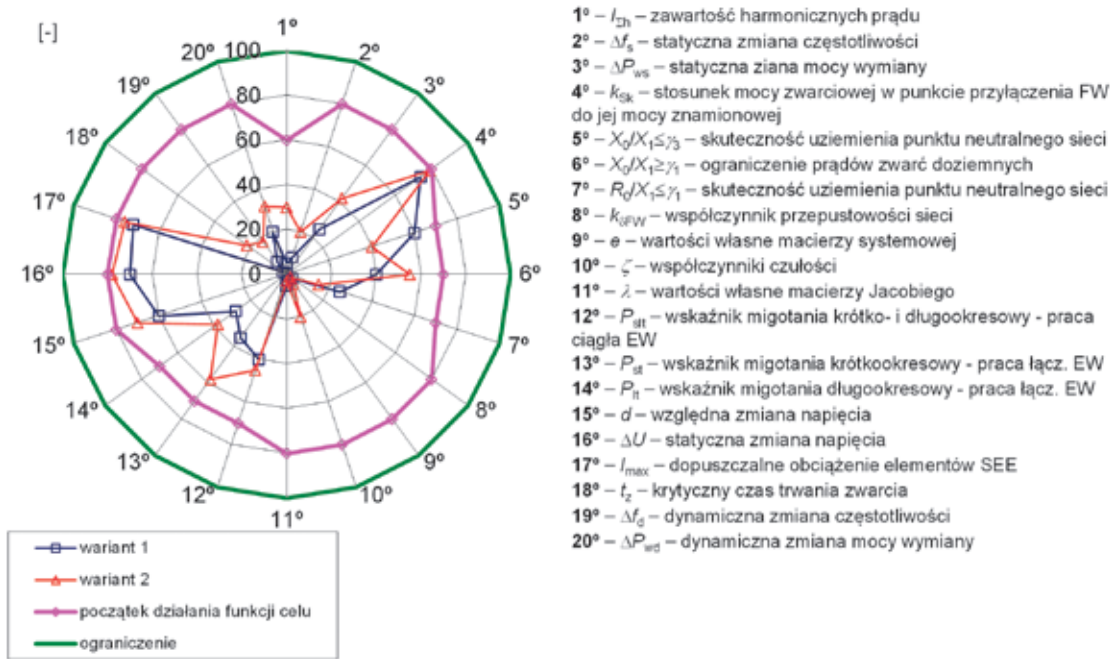
Rys. 4. Przykładowy rozkład wartości funkcji celu K_w lub H_i otrzymany w wyniku szacowania maksymalnej mocy



Rys. 5. Przykładowy rozkład wartości funkcji celu K_w lub H_i dla zadanej mocy rozważanego źródła (źródła) energii elektrycznej

maksymalnej mocy można zawęzić do określonego obszaru lub podsystemu. W takim przypadku liczba węzłów w oraz ich lokalizacja w połączeniu z przyjętymi na wstępie założeniami składają się na określony wariant l . Znalezienie maksymalnej mocy,

możliwej do przyłączenia w rozważanym obszarze systemu elektroenergetycznego, sprowadza się do wyznaczenia funkcji celu H_l (5). Funkcja ta jest najmniejszą wartością ze zbioru, na który składają się sumy wartości funkcji celu K_w (1) dla wybranych do analizy



Rys. 6. Zestawienie przykładowych wartości funkcji kryterialnych ξ_i .

węzłów. Przyjęto zatem, że funkcja celu H_l wyznaczana dla zdefiniowanego obszaru ma postać:

$$H_l = \min\{h_l\} \quad (5)$$

gdzie: l – wariant zależny od liczby przyjętych w analizie węzłów, lokalizacji tych węzłów oraz kryteriów, h_l – suma, na którą składają się wartości funkcji celu K_w (1) wyznaczanych w rozważanych węzłach:

$$h_l = \sum_{w=1}^m K_w \quad (6)$$

gdzie: m – liczba węzłów, w których rozważa się przyłączenie źródła energii elektrycznej. Opisanie funkcji celu zależnością (5) oznacza, że poszukiwana jest sumaryczna moc P_{MAX} składająca się z maksymalnych wartości mocy P_{max} uzyskanych w danym wariantcie l w rozważanych węzłach w :

$$h_l = f(P_{MAX}, l) \quad (7)$$

5. Interpretacja wyników uzyskanych w procesie szacowania maksymalnej mocy W efekcie działania algorytmu szacowania maksymalnej mocy wyznaczana jest wartość funkcji celu, która wskazuje optymalne rozwiązanie. Ponadto otrzymuje się wiele innych wyników, których odpowiednia interpretacja daje możliwość ostatecznego podjęcia decyzji o właściwym rozwiązaniu. Głównym zadaniem algorytmu jest oszacowanie, jaką wartość mocy można zainstalować w wybranych punktach systemu elektroenergetycznego. Zadanie to można podzielić na cztery różne przypadki:

- szacowanie maksymalnej mocy w wybranym węźle systemu elektroenergetycznego

- szacowanie maksymalnej mocy w n -węzłach systemu elektroenergetycznego
- wyznaczenie wartości funkcji celu dla określonej mocy źródła energii elektrycznej przyłączonego do wybranego węzła systemu elektroenergetycznego
- wyznaczenie wartości funkcji celu dla określonej, sumarycznej mocy źródeł energii elektrycznej przyłączonych do n -węzłów systemu elektroenergetycznego.

W pierwszych dwóch przypadkach proces szacowania kończy się, kiedy przynajmniej jeden z warunków kryterialnych przestaje być spełniony. Zakładając, że w każdym z tych dwóch przypadków analizowanych jest t -wariantów (t różnych węzłów lub t różnych konfiguracji n -węzłowych), to w wyniku otrzymuje się t różnych par, na które składają się wartości funkcji celu (K_w lub H_l) oraz moc P_{MAX} . Wartość funkcji celu (jak również moc P_{MAX}) jest wartością z kroku obliczeniowego poprzedzającego krok, w którym jedna z wartości granicznych związanych z warunkami kryterialnymi została przekroczona i nastąpiło zatrzymanie procesu szacowania.

Na rys. 4 przedstawiono przykładowe wyniki, jakie można otrzymać w przypadku szacowania maksymalnej mocy w pojedynczym węźle lub w n -węzłach systemu. Na rysunku zaznaczono również dwa obszary, w których należy poszukiwać najlepszych rozwiązań.

Najlepszego rozwiązania należy poszukiwać w *Obszarze 1*, dla największych osiągniętych mocy w rozważanych punktach (punkcie) systemu oraz najmniejszej wartości funkcji celu (K_w lub H_l). Wyjątkiem jest przypadek szacowania maksymalnej mocy w pojedynczym węźle, kiedy do obliczenia wartości funkcji celu wykorzystywana jest tylko jedna składowa $\xi_i \times \alpha_i$.

Wówczas optymalne rozwiązania lokują się w *Obszarze 2*, ponieważ duża wartość funkcji celu K_w może oznaczać, że dana składowa $\xi_i \times \alpha_i$ w relatywnie niewielkim stopniu reaguje na zmianę mocy w rozważanym węźle.

Proponowana metodyka może również pomóc w wyborze najlepszej (najlepszych) lokalizacji, do których można przyłączyć źródło (źródła) o określonej mocy. Wówczas, podobnie jak w przypadkach opisanych powyżej, wartość funkcji celu wskazuje najlepsze rozwiązanie. Z tą różnicą, że obliczone wartości funkcji celu (K_w lub H_l) rozkładają się wzdłuż prostej wyznaczonej przez maksymalną moc P_{MAX} , którą zakłada się na wstępie analizy. Na rys. 5 przedstawiono przykładowy rozkład wartości funkcji celu dla różnych wariantów¹. W tym przykładzie wartość mocy P_{MAX} określona przed analizą równa jest 150 MW.

Wykorzystanie wartości funkcji celu (K_w lub H_l) do wyboru najlepszej lokalizacji w przypadku, kiedy przed analizą narzuca się maksymalną moc P_{MAX} rozważanych źródeł, nie zawsze jest możliwe. Ma to związek z przedziałem $\xi_i \in (a_i; c_i)$, w którym poszczególne składniki funkcji celu K_w przyjmują wartości niezerowe. Oznacza to, że zdefiniowanie przedziału funkcji kryterialnej ξ_i (przez dobór parametrów a_i i c_i) oraz określenie maksymalnej wartości mocy P_{MAX} decydują, czy poszczególne składowe funkcji celu $\xi_i \times \alpha_i$ podczas analizy uzyskają wartości niezerowe, wpływając tym samym na wartość funkcji celu K_w .

Jeśli wyznaczenie funkcji celu K_w (wszystkie wagi α_i okazały się zerowe) nie jest możliwe, do wyboru najlepszego rozwiązania można posłużyć się wartościami funkcji kryterialnych ξ_i . Wartości te, wyznaczone w ostatnim kroku obliczeniowym, można zestawić na wykresie radarowym pokazanym na rys. 6. Poszczególne osie

¹ Wariant oznacza tu wybór jednego węzła spośród wielu możliwych lub wybór jednej konfiguracji węzłów spośród wielu możliwych konfiguracji.

oznaczone od 1° do 20° odpowiadają danym warunkom kryterialnym biorącym udział w analizie. Na rysunku zamieszczono m.in. przebieg łączący punkty oznaczające wartości, od których dana funkcja kryterialna przyjmuje niezerową wartość (kolor fioletowy). Punkty te wynikają z przyjętych wartości poszczególnych parametrów a_i funkcji wag. Na przykład parametr a_1 równy 0,6, dla kryterium opartego na zawartości harmonicznych prądu, na wykresie odpowiada wartości 60% w osi 1° .

Zamieszczając na jednym wykresie wyniki dla różnych wariantów (na rys. 6 warianty oznaczone są kolorami czerwonym i niebieskim), można w relatywnie łatwy sposób wnioskować o najlepszym rozwiązaniu.

Na podstawie wykresu można również stwierdzić, które z warunków kryterialnych są szczególnie „wrażliwe” na rozważane źródła generacji rozproszonej w poszczególnych wariantach. Celem takiej prezentacji wyników jest pomoc w łatwiejszym podjęciu decyzji co do wyboru najlepszego rozwiązania spośród wielu, które otrzymuje się w procesie szacowania maksymalnej mocy.

6. Podsumowanie

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz starzenie się źródeł energii elektrycznej wymusza budowanie nowych źródeł. Towarzyszy temu w wielu systemach, a w tym w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, zmiana struktury wytwarzania. Wynika ona z faktu przystąpienia Polski do Unii Europejskiej, a następnie uchwalenia dyrektyw UE promujących rozwój energetyki odnawialnej. Prognozuje się, że ilość energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach systemowych

oraz przemysłowych spalających węgiel brunatny lub kamienny będzie w kolejnych latach sukcesywnie spadać. Uzupelnienie ubytku w bilansie energii elektrycznej będzie realizowane przez źródła rozproszone, gdzie prawdopodobnie przeważająca ich część będzie źródłami odnawialnymi.

Proponowana w artykule metodyka szacowania maksymalnej mocy możliwej do przyłączenia we wskazanych węzłach (węzle) systemu elektroenergetycznego daje możliwość oceny różnych wariantów przyłączenia nowych źródeł energii elektrycznej do tego systemu. Uniwersalność tej metodyki pozwala na wykorzystanie źródeł dowolnego typu, w tym dużej mocy. Z kolei przyjęty kształt algorytmu pozwala na całkowite zautomatyzowanie obliczeń z możliwością wykorzystania w procesie szacowania komercyjnych programów do obliczeń poziomów napięć i rozptywu mocy oraz analizy dynamiki systemu elektroenergetycznego. To powoduje, że w relatywnie łatwy sposób można przeprowadzić obliczenia dla różnych rozkładów generacji i poboru mocy (w tym automatycznie generowanych) w węzłach systemu elektroenergetycznego. Pozwala to uwzględnić i porównać różne koncepcje rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Bibliografia

1. Bajor M., Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej, Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Politechnika Gdańska, Jurata 2011.
2. Dobrzyński K., Metodyka szacowania maksymalnej generacji rozproszonej ulokowanej w elektrowniach wiatrowych, rozprawa doktorska, Gdańsk 2012.
3. Dobrzyński K., Szacowanie maksymalnej mocy generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym, Gdańsk 2014.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dz. U. WE L 140 z 5.6.2009.
5. Kacejko P., Machowski J., Zwarcia w sieciach elektroenergetycznych, Warszawa 1993.
6. Kacejko P., Pijarski P., Generation Level Matching to the Transmission Capability of Overhead Lines, *Acta Energetica* 2013, nr 1/14.
7. Kacejko P., Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym, Lublin 2004.
8. Kundur P., Power system stability and control, McGraw-Hill 1994.
9. Lubośny Z., Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, Warszawa 2006.
10. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, Warszawa 2009.
11. Lubośny Z., Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa farm wiatrowych, Warszawa 2013.
12. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Warszawa 2007.
13. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz. U. z 2015 r. poz. 478.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: k.dobrzynski@eia.pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W 2012 roku uzyskał tytuł doktorski na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar jego zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.