The Method of Multi-criteria Analysis to Support the Decision on Load or Micro-generation Connection to a Low- or Medium-voltage Power Grid

Authors
Paweł Bućko
Jerzy Buriak
Krzysztof Dobrzyński
Marcin Jaskólski
Piotr Skoczko
Piotr Zieliński

Keywords
development planning, power system, distribution system operator, load connection, micro-generation source connection

Abstract
This paper presents a method that supports the decision in terms on selecting the best option of a load connection to a low- or medium-voltage power distribution grid, and of a micro-generation source connection to a low-voltage grid. The method is based on the search for the option with the lowest aggregate assessment measure, which is the weighted average of partial assessment measures determined for each of eight considered criteria. For each of the first three, economic criteria, partial assessment measure was calculated using the normalisation method. For each of the other five, technical criteria, we developed a relative measure of the distance of the indicator from the threshold (e.g. the ratio of voltage drop in power supply line nodes in relation to its permissible value). This algorithm rejects variants whereby the thresholds set for partial criteria were exceeded in the time period of load/micro-generation source connection. The method was implemented in an MS Excel workbook and used to analyse complex problems of load or microgeneration source connections.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016101

1. Introduction
Development planning of a low voltage (LV) and medium voltage (MV) power system, taking into account both technical and economic aspects, is a complex process. This is due to the multiplicity of criteria that a Distribution System Operator (DSO) must take into account when making a decision to connect a load or a micro-generation system to their network. Therefore, the development of a method of multi-criteria analysis, which would support the decision-making while considering many options of a load or a micro-generation connection, is increasingly gaining relevance in research and industry practice. Multi-criteria methods have been and are being applied in power engineering. Reference [1] discusses a number of these methods, such as: 1) Data Envelopment Analysis (DEA) developed by Charnes, Cooper and Rhodes [2]; 2) Multi-criteria ranking method, 3) Analytic Hierarchy Process (AHP). In the latter method, the decision problem has a hierarchical structure, and each assessment criterion is assigned a weight. As a consequence, a multi-criteria decision-making problem can be structured, and investment options can be ranked [1]. The method uses a multi-step decision process, which results in alignment of investment options in the form of a tree structure (first step), and their assessment (second step). Weighting has special significance there. This method allows, among other features, effective consideration of market conditions. A multi-criteria analysis method was used, for example, to estimate the maximum distributed generation in a power system [3].

2. Method

2.1. Basic assumptions
The paper presents an original method for assessing options of load connection to a low- or medium-voltage power distribution grid or micro-generation connection to a low-voltage grid. The power grid performance was analysed in the following three moments of its operation:

- Start – when load/micro-generation is connected to the grid
- End of analysis period – resulting from the proposed power system planning horizon (5 years for LV grids, 10 years for MV grids)
- Mid-time – in the middle of the analysis period.

The time horizon takes into account power grid development in the immediate vicinity of the connected object. This development is expressed by indicators that determine the annual increase in power load in aggregated nodes of the power system. The following eight criteria were proposed for assessing options of load/micro-generation connection to LV and MV distribution grids:

1. Capital expenditures on grid interconnection
2. Average annual cost of electricity, including capital costs, fixed operation and maintenance costs, and variable costs of electricity losses
3. Annual active energy losses in grid components
4. Voltage levels in power grid nodes
5. Permissible grid component loads
6. Dynamic voltage change
7. Electric shock protection
8. The ratio of short-circuit capacity in connection node to output power of micro-generation.

The first three criteria are economic, the other five are technical [4], and expressed in the form of indicators limited with thresholds. The set of criteria depends on whether the analysis is carried out on low or medium voltage, and whether it is for a load or a micro-generation [4]. Data for the analysis of a case are retrieved from the request, addressed to DSO, for issuing interconnection terms and conditions. The optimal option is selected from those available and allowed by way of decision criterion. In the following subsections, decision criterion formulation, descriptions of partial assessment measures (criterion function components), penalty function and connection option admissibility conditions were presented.

2.2. Decision criterion

The optimal option is selected out of a maximum of three existing interconnection investment project options (W1, W2, W3). The choice is made on the basis of a decision criterion, which is formulated so that it selects the option of minimal (Z) value of aggregate assessment measure (decision criterion), determined for each investment project option.

$$Z = \min k_w = \min\{k_{w_1}, k_{w_2}, k_{w_3}\} \tag{1}$$

where:
w is option index ($w = W_1, W_2, W_3$); k_w is aggregate assessment measure (criterion function) calculated for option w.
The final aggregate assessment measure (k_w), on the basis of which the selection is made, is the weighted average of aggregate assessment measures calculated for the three time horizons ($k_{w,t1}$; $k_{w,t2}$; $k_{w,t3}$):

$$k_w = \sum_{t=t_1}^{t=t_3} k_{w,t} \cdot \beta_t = k_{w,t_1} \cdot \beta_{t_1} + k_{w,t_2} \cdot \beta_{t_2} + k_{w,t_3} \cdot \beta_{t_3} \tag{2}$$

where:
t is time period index (t_1, t_2 and t_3), for load connection to LV grid (in years): $t_1 = 0$, $t_2 = 3$, $t_3 = 5$, for load connection to MV grid (in years): $t_1 = 0$, $t_2 = 5$, $t_3 = 10$; β_t – weight for partial assessment measure in time period t [-]; $k_{w,t}$ – aggregate assessment measure (decision criterion) calculated for option w and in each time period t [-].

The aggregated (synthetic) assessment measure calculated in a single time period is the weighted average of partial assessment measures (criterion function components – partial criteria) $k_{i,w,t}$, obtained in different time periods for assessed investment project options, including a function of a penalty for exceeding thresholds determined for partial criteria. Weights are assigned to criteria only once and are applied in every option and period. Given the assumption that for criteria 1–3 the penalty function is always 1 (since in this case it should not affect the result), the partial assessment measure formula is:

$$\begin{aligned} k_{w,t} &= \sum_{i=1}^{i=8} h_i \cdot \alpha_{i,w,t} \cdot k_{i,w,t} = \\ &= h_1 \cdot k_{1,w,t} + h_2 \cdot k_{2,w,t} + h_3 \cdot k_{3,w,t} + h_4 \cdot \alpha_{4,w,t} \cdot k_{4,w,t} + \\ &+ h_5 \cdot \alpha_{5,w,t} \cdot k_{5,w,t} + h_6 \cdot \alpha_{6,w,t} \cdot k_{6,w,t} + \\ &+ h_7 \cdot \alpha_{7,w,t} \cdot k_{7,w,t} + h_8 \cdot \alpha_{8,w,t} \cdot k_{8,w,t} \end{aligned} \tag{3}$$

where:
i is the index of partial assessment measure (criterion) of load/micro-generation connection option (i = 1, 2, …, 8); h_i is the weight for criterion i of partial assessment measure of load/micro-generation connection option [-]; $\alpha_{i,w,t}$ is penalty function for partial assessment measure i, for load connection option w, in time period t [-]; $k_{i,w,t}$ is partial assessment measure of connection (investment project) option w, calculated for criterion i, in time period t.
The relationship for partial assessment measure weights is as follows:

$$\sum_{i=1}^{i=8} h_i = 1 \tag{4}$$

The criteria of connection option assessment are expressed by partial assessment indicators and partial assessment measures. Partial assessment indicators are data describing the partial criterion; for example, criterion 4 (grid node voltages) is described by voltage drop, and criterion 7 (anti-shock protection) is tested against a minimum short-circuit current. Partial assessment measures $k_{i,w,t}$ are calculated as normalised indicator values (criteria 1–3) or as the ratios of partial assessment indicator

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

to its threshold (criteria 4–8). As regards criteria 4–8, the partial assessment measure is 1, when the partial assessment indicator reaches its threshold. The partial assessment measure for criteria 4–8 exceeds 1, when the partial assessment indicator exceeds its threshold or the minimum is not reached, depending on the partial criterion. For criterion 4 (grid voltages), the grid node voltage drop will be limited by an upper threshold (upper acceptable value), while for criterion 7 (anti-shock protection), short circuit current will be limited by a trip current of a protection installed on the beginning of the power line supplying considered consumer. This value is obtained from the overload protection (circuit breaker) time-current characteristic for the time equal to 5 s.

A partial assessment measure value exceeding the threshold in the first time period (t = 0) excludes the option from further decision analysis and is marked as unacceptable. Such an excess in any successive time period does not exclude the option (as acceptable). However, the assessment indicator multiplied by the criterion weight (h_i) increases the aggregate assessment measure for this option and lowers its chance for selection as the best strategy, as compared to a case where the limit would not be exceeded. Because the most desirable option is that with the minimum aggregate assessment measure, an option in which assessment measure thresholds are reached or exceeded may be less favourable and may not be recommended as the optimal option.

2.3. Partial assessment measures (criterion function components)

2.3.1. Criteria 1–3 – economic

Partial assessment measure $k_{i,w,t}$ for this type of criteria was developed by normalisation of indicators (capex, annual average cost, annual average active energy losses) for each option, i.e. by dividing the indicator for each option to the sum of indicators in all three options. This allowed expressing partial assessment measures (criterion function components) as a number in the range from zero to one. The criterion function component for criteria 1–3 was therefore formulated as follows:

$$k_{i,w,t} = \frac{V_{i,w,t}}{\sum_{w=W_1}^{w=W_3} V_{i,w,t}} \tag{5}$$

where:
i is criterion index (i = 1, 2, 3); $V_{i,w,t}$ is assessment indicator for criterion i, in option w, for time period t. Where:

$$V_{1,w,t} = K_{nd,w,t}, \; V_{2,w,t} = K_{r,w,t}, \; V_{3,w,t} = \Delta E_{w,t}$$

where:
$K_{nd,w,t}$ is investment expenditures of interconnection option w [PLN]; $K_{r,w,t}$ is average annual cost of electricity in interconnection option w, in time period t [PLN/yr]; $\Delta E_{w,t}$ – are annual active energy losses in option w, in year t [MWh/yr].

Capital expenditures are incurred only once, in the first time period (t_1), and the partial assessment measure is carried over to the other periods of time. If: $K_{nd,w,t1} = K_{nd,w,t2} = K_{nd,w,t3}$, *then* $k_{1,w,t1} = k_{1,w,t2} = k_{1,w,t3}$. This should be kept in mind when the value of weight h_1 for this criterion is set.

Unlike investment expenditures (criterion 1), average annual costs (criterion 2) may vary from time to time, since active energy losses may vary (criterion 3), based on which variable costs of electricity supply are calculated.

2.3.2. Criteria 4–6 – upper thresholds

Criteria 4 (max. voltage drop), 5 (max. grid component loads) and 6 (dynamic voltage change) seek the maximum partial assessment measures (worst possible cases) from measures determined for supply line nodes or power system components. For criteria 4–6 the partial assessment measure was selected as follows:

$$k_{i,w,t} = \max k_{i,w,t,m} \qquad \text{for } m = \text{var} \tag{6}$$

where:
i is partial criterion index (i = 4, 5, 6); m is the index of supply line node (or power system component e.g. transformer); $k_{i,w,t,m}$ is the ratio of the value of partial assessment measure to its threshold, in option w, in supply line node m, in time t [-].

The ratio of partial assessment measure to its threshold was formulated so that when the partial assessment indicator was zero, i.e. furthest from the threshold, the partial assessment measure reached zero, i.e. the best value from the criterion function value viewpoint. At the same time, when the indicator was at the threshold, the assessment measure was one. Moreover, it was assumed that the measure increased linearly from zero to one, reflecting the distance to the threshold. Thus, the ratio of measure value to its threshold for criteria 4–6 was formulated as follows:

$$k_{i,w,t,m} = \frac{V_{i,w,t,m}}{V_{dop,i,w,t,m}} \tag{7}$$

Where:

$$V_{4,w,t,m} = \Delta U_{\%,w,t,m}, \; V_{dop,4,w,t,m} = \Delta U_{dop\%,w},$$

$$V_{5,w,t,m} = I_{obc,w,t,m}, \; V_{dop,5,w,t,m} = I_{dd,w,t,m}$$

or

$$V_{dop,5,w,t,m} = I_{nTD,w,t,m}, \; V_{6,w,t,m} = d_{w,t,m}, \; V_{dop,6,w,t,m} = d_{max,w}$$

where:
$V_{i,w,t,m}$ is partial assessment indicator for criterion i, in option w, for time t, calculated for node/power system component m; $V_{dop,i,w,t,m}$ is assessment indicator threshold for option w, for criterion i, in time t (in node/power system component m); $\Delta U_{dop\%,w}$ is

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

permissible percentage voltage drop over supply line in option w [%]; $\Delta U_{\%,w,t,m}$ is percentage voltage drop in option w, in time t, and in node m [%]; $I_{obc,w,t,m}$ is current load of power system component m (line/transformer), in option w, in time t [A]; $I_{dd,w,t,m}$ is current-carrying capacity of line m in supply track, in option w, in time t [A]; $I_{nTD,w,t,m}$ is rated current on the side of the lower voltage of transformer m [A]; $d_{w,t,m}$ is dynamic voltage change in grid node m, in option w, in time t [%], $d_{max,w}$ is maximum permissible grid voltage change in option w [%].

2.3.3. Criteria 7–8 – minimum indicator limits

For criteria 7 (anti-shock protection) and 8 (the ratio of short-circuit capacity in connection node to output power of micro-generation) the partial assessment measures used for criteria 4–6 should be reversed, because for these criteria the higher an indicator (furthest from the threshold), the better. The partial assessment measure for criteria 7–8 was therefore formulated as follows:

$$k_{i,w,t} = \frac{V_{dop,i,w,t}}{V_{i,w,t}} \tag{8}$$

Where:

$$V_{7,w,t} = I''_{k\min,w,t};\ V_{dop,7,w,t} = I_{a(5s),w,t};\ V_{8,w,t} = \frac{S''_{k,w,t}}{S_{n,w,t}};$$

$$V_{dop,8,w,t} = \left(\frac{S''_{k,w,t}}{S_{n,w,t}}\right)_{dop} = 20$$

where:

$V_{i,w,t}$ is partial assessment indicator for criterion i (i = 7, 8), in option w, in time t; $V_{dop,i,w,t}$ is assessment indicator threshold for option w, for criterion i, in time t; $I''_{kmin,w,t}$ is minimal short-circuit current in option w, in time t [A]; $I_{a(5s),w,t}$ is tripping current of overload protection installed at the beginning of supply line, obtained from the circuit breaker time-current characteristic for time equal to 5 s; $S''_{k,w,t}$ is short circuit capacity at interconnection node, in option w and in time t [MVA]; $S_{n,w,t}$ is micro-generation rated power in option w, in time t [MVA]; $(S''_{k,w,t} / S_{n,w,t})_{dop}$ is minimum permissible value of the ratio of short-circuit capacity in connection node to output power of micro-generation [-].

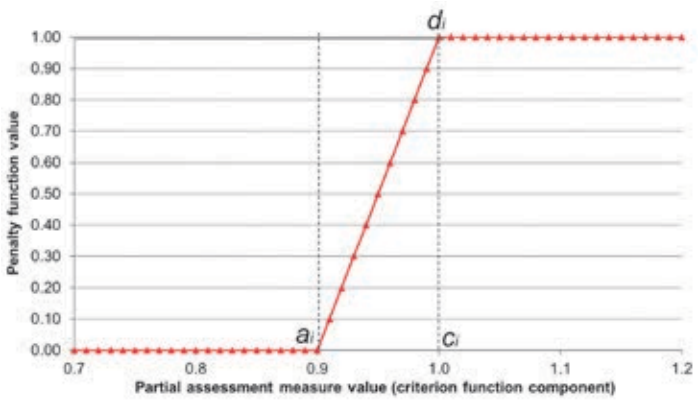


Fig. 1. Example of penalty function for load connection option assessment criterion

2.4. Penalty function

In order to properly take into account these criteria, which check if their partial assessment measures values do not exceed the threshold (4–8), a penalty function was introduced, based on the methodology presented in [3]. The penalty function will be zero when the minimum significance level for each criterion is not reached. The minimum significance level for criterion i (a_i) is defined as the partial assessment measure (e.g. the ratio of voltage drop to its permissible value), respectively close to the measure value corresponding to the partial assessment indicator threshold (i.e. voltage drop) for criterion i (c_i), above which the criterion will be significant for the decision-making procedure – that is, will affect the aggregate assessment measure of considered option. The penalty function increases linearly to maximum d_i, if the partial

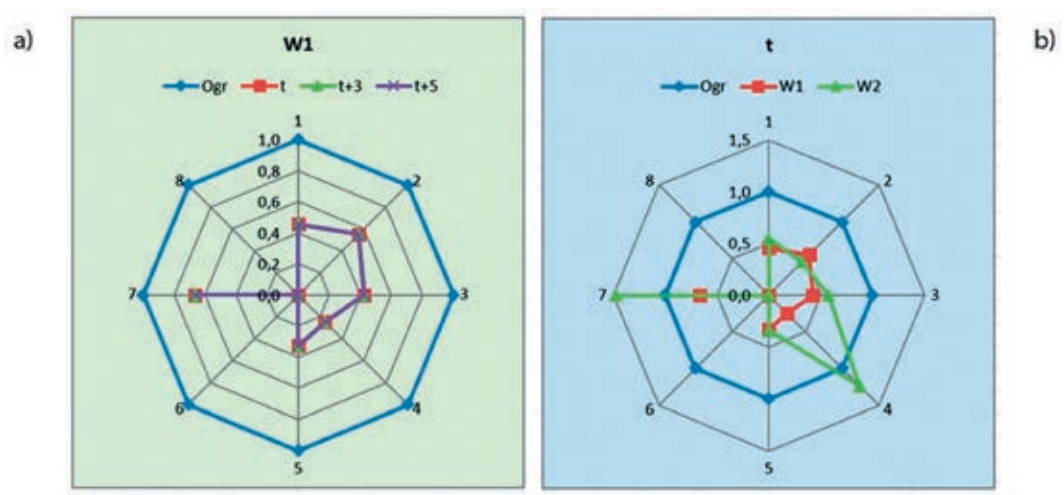


Fig. 2. Calculation results as radar graphs; a) results for an option in various time periods; b) results for various options in a time period

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

assessment measure reaches or exceeds its threshold (c_i). We assume that the partial assessment measure threshold value is $c_i = 1$, and penalty function maximum is $d_i = 1$. The mathematical formulation of the penalty function is as follows:

$$\alpha_{i,w,t}(k_{i,w,t}) = \begin{cases} 0, & \text{for} \quad k_{i,w,t} \le a_i \\ \dfrac{d_i}{c_i - a_i} \cdot (k_{i,w,t} - a_i), & \text{for} \quad a_i < k_{i,w,t} < c_i \\ d_i, & \text{for} \quad k_{i,w,t} \ge c_i \end{cases} \tag{9}$$

An example of a penalty function was shown in Fig. 1.

3. Summary

The method presented in this paper was implemented as an extensive set of Microsoft Excel workbooks with Visual Basic for Applications (VBA) modules, containing databases of technical and economic details of grid components, loads, and micro-generation systems. The user of such a workbook enters details of a load/micro-generation connection, specifying the connected object power and type. Then, in a simplified way, although sufficient to analyse the connection, the user models a power grid fragment [4]. The workbook determines the partial assessment indicators for the proper set of criteria, dependent on the type and voltage range (LV / MV) of the connected object. The user verifies the default minimum level of significance of the assessment indicator and its thresholds, then verifies the default weights for time periods and assessment criteria. The workbook checks whether the connection option is admissible and after acceptance its aggregate assessment measure is compared to the measures determined for other admissible options. On this basis the workbook selects the optimal investment project (connection) option recommended to the user. The workbook user can see which of the criteria has not been met, and in addition, in which nodes (power system components) the assessment indexes were exceeded. The user can review indicators in tables and as radar graphs (Fig. 2a–b).

Radar graphs represent two approaches to component function criteria display. Firstly (Fig. 2a), results obtained in various time horizons are listed for each option. Secondly (Fig. 2b), results obtained in various options are listed for each time horizon. The waveform in the charts inscribed as "Ogr" is the threshold for criterion values, and is in every case equal to 1. In general, the individual criteria were reduced to the 0–1 range, where 1 represents the criterion threshold achievement.

The workbook was tested on a few examples of complex cases of a load or micro-generation connection to power grid.

REFERENCES

1. W. Kamrat, "Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce" [Methods of investment effectiveness assessment in the power sector], Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk, 2004.
2. A. Charnes, W.W. Cooper, E. Rhodes, "Measuring the efficiency of decision making units", *European Journal of Operational Research*, No. 2, 1978, pp. 429–444.
3. K. Dobrzyński, "Szacowanie maksymalnej mocy generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym" [Maximum distributed generation output estimation in a power system], Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk, 2014.
4. P. Bućko et al., "Uproszczone modelowanie sieci dystrybucyjnej na potrzeby analiz przyłączeniowych" [Simplified distribution grid modelling for interconnection analysis], XVII International Scientific Conference "Current Problems in Power Engineering", conference proceedings, Jastrzębia Góra, 2015.

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

Paweł Bućko
Gdańsk University of Technology
e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl
Dr. Bućko works at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His research activity is associated with the power sector's economics with special focus on the issues of power system development planning in market conditions. His professional activity is focused on capital expenditure analysis for renewable generation sources, and on analysis of market mechanisms and settlement of accounts principles in electricity supply. He is also an energy auditor and deals with the issues of rational energy usage.

Jerzy Buriak
Gdańsk University of Technology (since 2015 The State University of Applied Sciences [PWSZ] in Elbląg)
e-mail: jerzy.buriak@pg.gda.pl, j.buriak@pwsz.elblag.pl
Graduated from the Faculty of Electrical Engineering in Gdańsk University of Technology (1995). He obtained his doctoral degree at the Faculty of Electrical and Control Engineering of his alma mater (2001). By 2014 an assistant professor at the Department of Electrical Power Engineering of Gdańsk University of Technology. Since 2015 director of the Institute of Applied Informatics in The State University of Applied Sciences (PWSZ) in Elbląg. His professional interests include: power system development planning, formulation of optimisation models, and databases in power engineering.

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 doctoral degree at the Faculty of Electrical and Control Engineering of Gdansk University of Technology. An assistant professor at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include cooperation of distributed generation sources with the power system, mathematical modelling, power system control, and intelligent systems in buildings.

Marcin Jaskólski
Gdańsk University of Technology
e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl
Graduated from Gdańsk University of Technology. When working on his doctoral thesis he completed training at the University of Lund in Sweden and research fellowships at the International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) in Laxenburg, Austria (2003) and the Institute of Energy Economics and Rational Use of Energy (IER) at the University of Stuttgart (2002–2003). Currently an assistant professor at the Department of Electric Power Engineering of Gdańsk University of Technology. His scientific interests, besides integrated modelling of power system development, include the use of renewable energy resources and nuclear power generation. In 2010 he attended three-month courses in nuclear energy at Atomic Energy and Alternative Energies Commission (CEA) in Saclay, France. In 2011 he took an internship in nuclear reactor safety analysis at EDF SEPTEN research center in Lyon.

Piotr Skoczko
ENERGA-OPERATOR SA
e-mail: piotr.skoczko@energa.pl
Graduated in power engineering from Gdańsk University of Technology Faculty of Electrical Engineering, and in economics and finance from the university's Faculty of Management and Economics. Chief grid development engineer at ENERGA-OPERATOR SA. He plans 110 kV grid development. His interests include MV and LV grids development in the context of their interoperability with distributed generation and micro-sources. Author of papers and conference contributions at Gdańsk University of Technology

Piotr Zieliński
ENERGA-OPERATOR SA
e-mail: piotr.zielinski@energa.pl
Graduated in power engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology. Development Unit manager at ENERGA-OPERATOR SA. His interests also include long-term grid planning, engineering calculations, HV distribution grid development, and reactive power optimisation.

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Metoda analizy wielokryterialnej wyboru wariantu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego i średniego napięcia

Autorzy
Paweł Bućko
Jerzy Buriak
Krzysztof Dobrzyński
Marcin Jaskólski
Piotr Skoczko
Piotr Zieliński

Słowa kluczowe
planowanie rozwoju, system elektroenergetyczny, operator systemu dystrybucyjnego, przyłączanie odbiorcy, przyłączanie źródła mikrogeneracji

Streszczenie
W artykule przedstawiono metodę wspomagającą decyzje w zakresie wyboru najlepszego wariantu przyłączenia odbioru do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego napięcia lub średniego napięcia oraz mikrogeneracji do sieci niskiego napięcia. Metoda bazuje na poszukiwaniu wariantu o najniższej wartości miernika oceny syntetycznej, który jest średnią ważoną mierników ocen cząstkowych, wyznaczanych z zastosowaniem ośmiu przyjętych kryteriów. Dla każdego z pierwszych trzech kryteriów o charakterze ekonomicznym obliczono miernik oceny cząstkowej z zastosowaniem metody normalizacji. Dla każdego z kolejnych pięciu kryteriów (technicznych) opracowano względną miarę odległości wskaźnika (np. maksymalny spadek napięcia w węzłach ciągu zasilającego) od jego wartości dopuszczalnej. Opracowany algorytm odrzuca warianty, w których w okresie czasowym przyłączenia rozpatrywanego odbioru/mikrogeneracji zostały przekroczone wartości dopuszczalne wskaźników dla poszczególnych kryteriów cząstkowych. Metodę zaimplementowano w skoroszycie kalkulacyjnym Microsoft Excel i zastosowano do analizy złożonych problemów przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji.

1. Wstęp
Planowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego niskiego napięcia (nn) i średniego napięcia (SN), uwzględniające uwarunkowania techniczne i ekonomiczne, jest złożonym procesem. Wpływ na to ma wielość kryteriów, które należy wziąć pod uwagę przy podejmowaniu przez operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) decyzji o przyłączeniu odbioru lub mikrogeneracji do systemu elektroenergetycznego. Dlatego istotnym zagadnieniem zarówno badawczym, jak i praktycznym staje się opracowanie metody analizy wielokryterialnej, która wspomagałaby podejmowanie decyzji w przypadku rozpatrywania wielu wariantów przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji. Metody wielokryterialne znajdują zastosowanie w elektroenergetyce. W pracy [1] rozpatrywano kilka takich metod, m.in.: 1) nieparametryczną estymację brzegową (ang. *Data Envelopment Analysis* – DEA), opracowaną przez Charnesa, Coopera i Rhodesa [2]; 2) wielokryterialne metody rankingowe; 3) hierarchiczną analizę problemową (ang. *Analytic Hierarchy Process* – AHP). W przypadku zastosowania tej ostatniej metody problem decyzyjny ma strukturę hierarchiczną, a poszczególnym kryteriom oceny przypisuje się wagi. Dzięki temu możliwe jest uporządkowanie wielokryterialnego problemu decyzyjnego, a w efekcie możliwe jest opracowanie rankingu wariantów inwestycyjnych [1]. W metodzie tej stosuje się wieloetapowy proces decyzyjny, którego efektem jest uszeregowanie wariantów inwestycyjnych w formie struktury drzewiastej (w pierwszym etapie), oraz ocenę tych wariantów (w drugim etapie). Przypisanie wag ma tu szczególne znaczenie. Metoda ta umożliwia m.in. efektywne uwzględnienie uwarunkowań rynkowych. Metodę analizy wielokryterialnej zastosowano na przykład do szacowania maksymalnej generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym [3].

2. Metoda
2.1. Podstawowe założenia
W artykule zaprezentowano autorską metodę oceny wariantów przyłączenia odbioru do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego lub średniego napięcia, lub przyłączenia mikrogeneracji do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia. Zaproponowano przeprowadzanie analizy w trzech przyjętych chwilach czasowych eksploatacji układu sieciowego:
- przyłączenie odbiorcy – chwila początkowa
- koniec okresu analizy – wynikający z długości okresu planowania układu sieciowego (dla sieci nn proponuje się 5 lat, dla sieci SN – 10 lat)
- chwila czasowa pośrednia – w połowie okresu analizy.

Horyzont czasowy uwzględnia rozwój sieci elektroenergetycznej w najbliższym otoczeniu przyłączanego obiektu. Rozwój ten wyrażony jest za pomocą wskaźników pozwalających na określenie rocznego wzrostu mocy zapotrzebowanej w zagregowanych węzłach systemu elektroenergetycznego.
Zaproponowano osiem kryteriów oceny wariantu przyłączenia odbioru/mikrogeneracji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej nn i SN:

1. Nakłady inwestycyjne na realizację przyłączenia
2. Średnie koszty roczne dostawy energii elektrycznej, w tym koszty kapitałowe, koszty eksploatacyjne stałe i koszty strat energii elektrycznej
3. Roczne straty energii elektrycznej czynnej w elementach układu sieciowego
4. Poziom napięcia w węzłach analizowanej sieci
5. Dopuszczalne obciążenie elementów analizowanej sieci
6. Dynamiczna zmiana napięcia
7. Ochrona przeciwporażeniowa
8. Stosunek mocy zwarciowej do mocy źródła mikrogeneracji.

Pierwsze trzy mają charakter gospodarczy, kolejnych pięć to kryteria techniczne [4], które wyrażone są w postaci wskaźników ograniczonych wartościami dopuszczalnymi. Zestaw kryteriów jest uzależniony od tego, czy analiza jest prowadzona na niskim czy na średnim napięciu oraz czy dotyczy odbioru czy mikrogeneracji [4]. Dane do analizy rozważanego przypadku wprowadzane są z wniosku o wydanie warunków przyłączenia.
Wybór wariantu optymalnego spośród istniejących wariantów dopuszczalnych jest dokonywany z zastosowaniem kryterium decyzyjnego. Poniżej przedstawiono sformułowanie kryterium decyzyjnego, a także opisy mierników ocen cząstkowych (składowych funkcji kryterialnej), funkcji kar i warunków dopuszczalności wariantu.

2.2. Kryterium decyzyjne
Spośród istniejących wariantów inwestycyjnych przyłączenia odbioru, maksymalnie

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

trzech (W1, W2, W3), wybierany jest wariant optymalny. Wybór ten dokonywany jest za pomocą kryterium decyzyjnego, którego sformułowanie opiera się na wskazaniu wartości minimalnej (Z) miernika oceny syntetycznej (funkcji kryterialnej) w poszczególnych wariantach inwestycyjnych.

$$Z = \min k_w = \min\left\{ k_{W_1}, k_{W_2}, k_{W_3} \right\} \tag{1}$$

gdzie:
w – indeks wariantu (w = W_1, W_2, W_3);
k_w – wartość miernika oceny syntetycznej (funkcji kryterialnej) obliczona dla wariantu w.

Ostateczna wartość miernika oceny syntetycznej (k_w), na której podstawie dokonywany jest wybór wariantu, jest średnią ważoną mierników oceny syntetycznej obliczonych dla trzech rozpatrywanych punktów horyzontu czasowego ($k_{w,t1}$; $k_{w,t2}$; $k_{w,t3}$):

$$k_w = \sum_{t=t_1}^{t=t_3} k_{w,t} \cdot \beta_t = \\ = k_{w,t_1} \cdot \beta_{t_1} + k_{w,t_2} \cdot \beta_{t_2} + k_{w,t_3} \cdot \beta_{t_3} \tag{2}$$

gdzie:
t – indeks okresu czasowego (t_1, t_2 i t_3), przy czym: dla analizy przyłączenia odbioru do sieci niskiego napięcia (w latach): $t_1 = 0$, $t_2 = 3$, $t_3 = 5$, dla analizy przyłączenia odbioru do sieci średniego napięcia (w latach): $t_1 = 0$, $t_2 = 5$, $t_3 = 10$; β_t – waga dla miernika oceny cząstkowej w okresie czasu t [-];
$k_{w,t}$ – wartość miernika oceny syntetycznej (funkcji kryterialnej) obliczona dla wariantu w i w każdym okresie czasu t [-].

Miernik oceny syntetycznej obliczany w pojedynczym okresie czasu t stanowi średnią ważoną wartości mierników ocen cząstkowych (składowych funkcji kryterialnej – kryteriów cząstkowych) $k_{i,w,t}$, uzyskanych w poszczególnych okresach czasu i dla rozpatrywanych wariantów inwestycyjnych, z uwzględnieniem funkcji kary z tytułu przekroczenia wartości dopuszczalnych. Wagi dla kryteriów podawane są tylko raz i znajdują zastosowanie w każdym wariancie i w każdym okresie czasu. Uwzględniając założenie, że dla kryteriów 1–3 funkcja kary przyjmuje zawsze wartość 1 (gdyż w tym przypadku nie powinna mieć wpływu na wynik), sformułowanie miernika oceny cząstkowej przyjmie postać:

$$k_{w,t} = \sum_{i=1}^{i=8} h_i \cdot \alpha_{i,w,t} \cdot k_{i,w,t} = \\ = h_1 \cdot k_{1,w,t} + h_2 \cdot k_{2,w,t} + h_3 \cdot k_{3,w,t} + \\ + h_4 \cdot \alpha_{4,w,t} \cdot k_{4,w,t} + \\ + h_5 \cdot \alpha_{5,w,t} \cdot k_{5,w,t} + h_6 \cdot \alpha_{6,w,t} \cdot k_{6,w,t} + \\ + h_7 \cdot \alpha_{7,w,t} \cdot k_{7,w,t} + h_8 \cdot \alpha_{8,w,t} \cdot k_{8,w,t} \tag{3}$$

gdzie:
i – indeks miernika (kryterium) cząstkowej oceny wariantu przyłączenia odbioru/mikrogeneracji (i = 1, 2, …, 8);
h_i – waga dla kryterium i cząstkowej oceny wariantu przyłączenia/mikrogeneracji [-];
$\alpha_{i,w,t}$ – wartość funkcji kary dla miernika i cząstkowej oceny w wariancie w przyłączenia odbioru, w okresie czasu t [-];
$k_{i,w,t}$ – wartość miernika oceny cząstkowej wariantu inwestycyjnego w, obliczonego dla kryterium i, w okresie czasu t.

Zależność dla wag mierników oceny cząstkowej jest następująca:

$$\sum_{i=1}^{i=8} h_i = 1 \tag{4}$$

Kryteria oceny wariantu wyrażane są za pomocą wskaźników oceny cząstkowej i mierników oceny cząstkowej. Wskaźnikami oceny cząstkowej są wielkości opisujące dane kryterium cząstkowe, np. kryterium 4 (poziom napięcia w węzłach analizowanej sieci) opisane jest za pomocą dopuszczalnego spadku napięcia, a kryterium 7 (skuteczność ochrony przeciwporażeniowej) jest badane na podstawie minimalnego prądu zwarciowego. Mierniki oceny cząstkowej $k_{i,w,t}$ wyznaczane są jako wartości znormalizowane wskaźników (kryteria 1–3) lub jako relacje wartości wskaźników oceny cząstkowej do ich wartości dopuszczalnych (kryteria 4–8). W przypadku kryteriów 4–8 mierniki oceny cząstkowej przyjmują wartość 1, gdy wskaźnik oceny cząstkowej osiąga wartość dopuszczalną. Z kolei miernik oceny cząstkowej dla kryteriów 4–8 przyjmuje wartość powyżej 1, gdy wartość dopuszczalna wskaźnika oceny cząstkowej zostaje przekroczona lub wartość minimalna nie zostaje osiągnięta, w zależności od zastosowanego kryterium cząstkowego. W przypadku kryterium 4 (poziom napięcia w sieci) spadek napięcia w węźle sieci będzie ograniczony od góry wartością dopuszczalnego spadku napięcia, a w przypadku kryterium 7 (skuteczność ochrony przeciwporażeniowej) prąd zwarciowy minimalny będzie ograniczony od dołu wartością prądu zadziałania zabezpieczenia, zainstalowanego na początku ciągu zasilającego, odczytaną z charakterystyki czasowo-prądowej tego zabezpieczenia dla czasu 5 s. Przekroczenie wartości dopuszczalnej miernika oceny cząstkowej już w pierwszym okresie czasu (t = 0) powoduje wykluczenie wariantu (wariant niedopuszczalny). Z kolei przekroczenie wartości dopuszczalnych mierników cząstkowej oceny wariantów w kolejnych okresach czasowych nie powoduje wykluczenia wariantu (wariant jest dopuszczalny), ale wskaźnik oceny mnożony przez wagę kryterium (h_i) powoduje zwiększenie wartości syntetycznej miary oceny w tym wariancie w stosunku do przypadku, gdy wartość dopuszczalna nie byłaby przekroczona. Ponieważ najbardziej pożądany jest wariant o najniższej wartości syntetycznej miary oceny, ten wariant, w którym przekroczone zostaną wartości dopuszczalne mierników oceny, może okazać się mniej korzystny i nie zostanie rekomendowany jako wariant optymalny.

2.3. Mierniki ocen cząstkowych (składowe funkcji kryterialnej)

2.3.1. Kryteria 1–3 – ekonomiczne

Opracowanie miernika oceny cząstkowej $k_{i,w,t}$ dla tego typu kryteriów polegało na normalizacji wskaźników (nakłady inwestycyjne, średnie koszty roczne, roczne straty energii elektrycznej czynnej) dla poszczególnych wariantów, tzn. odniesieniu wartości tych wskaźników w każdym z wariantów do sumy wartości wskaźnika we wszystkich trzech wariantach. Pozwala to na sprowadzenie miernika oceny cząstkowej (składowej funkcji kryterialnej) do zakresu wartości od zera do jednego. Składowa funkcji kryterialnej dla kryteriów 1–3 została zatem sformułowana następująco:

$$k_{i,w,t} = \frac{V_{i,w,t}}{\sum_{w=W_1}^{w=W_3} V_{i,w,t}} \tag{5}$$

gdzie:
i – indeks kryterium (i = 1, 2, 3);
$V_{i,w,t}$ – wartość wskaźnika oceny dla kryterium i w wariancie w, dla okresu czasu t. Przy czym:

$$V_{1,w,t} = K_{nd,w,t}, \; V_{2,w,t} = K_{r,w,t}, \; V_{3,w,t} = \Delta E_{w,t}$$

gdzie:
$K_{nd,w,t}$ – nakłady inwestycyjne na realizację przyłączenia w wariancie w [zł];
$K_{r,w,t}$ – średnie koszty roczne dostawy energii elektrycznej w wariancie w przyłączenia, w okresie czasu t [zł/a]; $\Delta E_{w,t}$ – roczne straty energii elektrycznej czynnej w wariancie w, w roku t [MWh/a].

Nakłady inwestycyjne ponoszone są tylko raz, w pierwszym okresie czasu (t_1), a wartość miernika oceny cząstkowej jest przenoszona do pozostałych okresów czasowych. Jeżeli: $K_{nd,w,t1} = K_{nd,w,t2} = K_{nd,w,t3}$, to $k_{1,w,t1} = k_{1,w,t2} = k_{1,w,t3}$. Należy mieć to na uwadze przy wprowadzaniu wartości wagi h_1 dla tego kryterium.
W odróżnieniu od nakładów inwestycyjnych (kryterium 1) średnie koszty roczne (kryterium 2) mogą się różnić w poszczególnych okresach czasowych, ponieważ różne mogą być straty energii czynnej (kryterium 3), na których podstawie obliczane są koszty zmienne dostawy energii elektrycznej.

2.3.2. Kryteria 4–6 – wartości wskaźników ograniczone „od góry"

Dla kryteriów 4 (dopuszczalny spadek napięcia), 5 (maksymalne obciążenie elementów sieci) i 6 (dynamiczna zmiana napięcia) poszukiwana jest wartość maksymalna miernika oceny cząstkowej (najgorszy z możliwych przypadków) spośród wartości tego miernika wyznaczanych dla węzłów ciągu zasilającego lub elementów systemu elektroenergetycznego. Wartość miernika oceny cząstkowej będzie wybierana dla kryteriów 4–6 następująco:

$$k_{i,w,t} = \max k_{i,w,t,m} \quad \text{dla } m = \text{var} \tag{6}$$

gdzie:
i – indeks kryterium cząstkowego (i = 4, 5, 6); m – indeks węzła ciągu zasilającego (elementu systemu elektroenergetycznego); $k_{i,w,t,m}$ – wartość miary odległości wskaźnika od wartości dopuszczalnej w wariancie w, w węźle ciągu zasilającego m, dla okresu czasu t [-].

Miara odległości wskaźnika od wartości dopuszczalnej jest sformułowana w taki

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

sposób, aby przy wartości wskaźnika równej zero, najdalej od wartości dopuszczalnej, miernik oceny cząstkowej osiągał wartość zero, czyli wartość najlepszą z punktu widzenia funkcji kryterialnej. Jednocześnie przy wartości wskaźnika równej jego wartości dopuszczalnej – miernik oceny przyjmował wartość równą jeden. Ponadto założono, że wartość miernika liniowo narasta od wartości zero do wartości jeden, odzwierciedlając miarę bliskości w stosunku do wartości dopuszczalnej. Zatem sformułowanie miar odległości od wartości dopuszczalnych dla kryteriów 4–6 będzie przedstawiać się następująco:

$$k_{i,w,t,m} = \frac{V_{i,w,t,m}}{V_{dop,i,w,t,m}}, \tag{7}$$

przy czym:

$$V_{4,w,t,m} = \Delta U_{\%,w,t,m}, V_{dop,4,w,t,m} = \Delta U_{dop\%,w},$$

$$V_{5,w,t,m} = I_{obc,w,t,m}, V_{dop,5,w,t,m} = I_{dd,w,t,m}$$

lub

$$V_{dop,5,w,t,m} = I_{nTD,w,t,m}, V_{6,w,t,m} = d_{w,t,m},$$

$$V_{dop,6,w,t,m} = d_{max,w}$$

gdzie:
$V_{i,w,t,m}$ – wartość wskaźnika oceny dla kryterium i w wariancie w, dla okresu czasu t, liczona dla węzła lub elementu systemu elektroenergetycznego m; $V_{dop,i,w,t,m}$ – wartość dopuszczalna wskaźnika oceny wariantu w, dla kryterium i, w okresie czasu t (w węźle lub elemencie systemu elektroenergetycznego m); $\Delta U_{dop\%,w}$ – dopuszczalna procentowa wartość spadku napięcia w ciągu zasilającym dla wariantu w [%]; $\Delta U_{\%,w,t,m}$ – procentowa wartość spadku napięcia w wariancie w, w okresie czasu t i w węźle m [%]; $I_{obc,w,t,m}$ – prąd obciążenia elementu systemu elektroenergetycznego m (linii/transformatora); w wariancie w, w okresie czasu t [A]; $I_{dd,w,t,m}$ – obciążalność cieplna długotrwała linii elektroenergetycznej m ciągu zasilającego, w wariancie w, w okresie czasu t [A]; $I_{nTD,w,t,m}$ – prąd znamionowy dolnej strony transformatora m [A]; $d_{w,t,m}$ – dynamiczna zmiana napięcia w węźle sieci m, w wariancie w, w okresie czasu t [%], $d_{max,w}$ – maksymalna dopuszczalna zmiana napięcia w sieci dla wariantu w [%].

2.3.3. Kryteria 7–8 – wartości wskaźników ograniczone „od dołu"

Dla kryteriów 7 (sprawdzenie skuteczności ochrony przeciwporażeniowej) oraz 8 (sprawdzenie wartości stosunku mocy zwarciowej do mocy źródła mikrogeneracji) należy wykonać odwrócenia miar odległości zastosowanych w kryteriach 4–6, ponieważ dla tych kryteriów im wyższa wartość wskaźnika (im dalsza od wartości dopuszczalnej), tym lepiej. Miernik oceny cząstkowej dla kryteriów 7–8 sformułowano zatem następująco:

$$k_{i,w,t} = \frac{V_{dop,i,w,t}}{V_{i,w,t}}, \tag{8}$$

przy czym:

$$V_{7,w,t} = I''_{k\min,w,t}; V_{dop,7,w,t} = I_{a(5s),w,t}$$

$$V_{8,w,t} = \frac{S''_{k,w,t}}{S_{n,w,t}}; \quad V_{dop,8,w,t} = \left(\frac{S''_{k,w,t}}{S_{n,w,t}}\right)_{dop} = 20$$

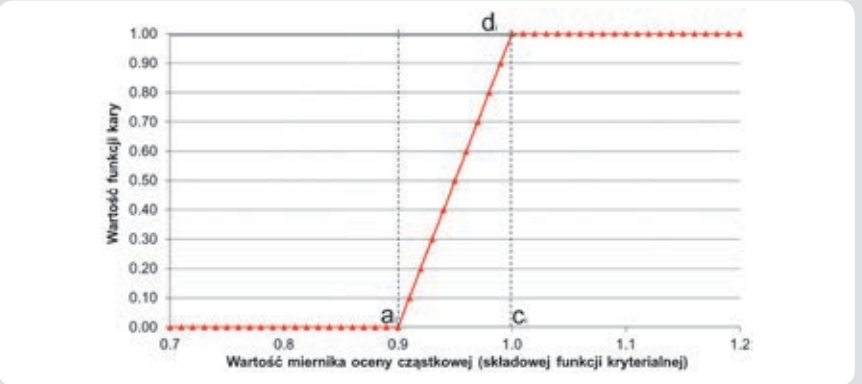
gdzie:
$V_{i,w,t}$ – wartość wskaźnika oceny dla kryterium i (i = 7, 8), w wariancie w, dla okresu czasu t; $V_{dop,i,w,t}$ – wartość dopuszczalna wskaźnika oceny wariantu w, dla kryterium i, w okresie czasu t; $I''_{kmin,w,t}$ – prąd zwarciowy minimalny w wariancie w, w okresie czasu t [A]; $I_{a(5s),w,t}$ – wartość prądu zadziałania zabezpieczenia, zainstalowanego na początku ciągu zasilającego, odczytana z charakterystyki czasowo-prądowej tego zabezpieczenia dla czasu 5 s; $S''_{k,w,t}$ – moc zwarciowa w punkcie przyłączenia, w wariancie w i okresie czasu t [MVA]; $S_{n,w,t}$ – moc znamionowa źródła mikrogeneracji w wariancie w, w okresie czasu t [MVA]; $(S''_{k,w,t} / S_{n,w,t})_{dop}$ – minimalny dopuszczalny stosunek mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia źródła mikrogeneracji do jego mocy znamionowej [-].

2.4. Funkcja kary

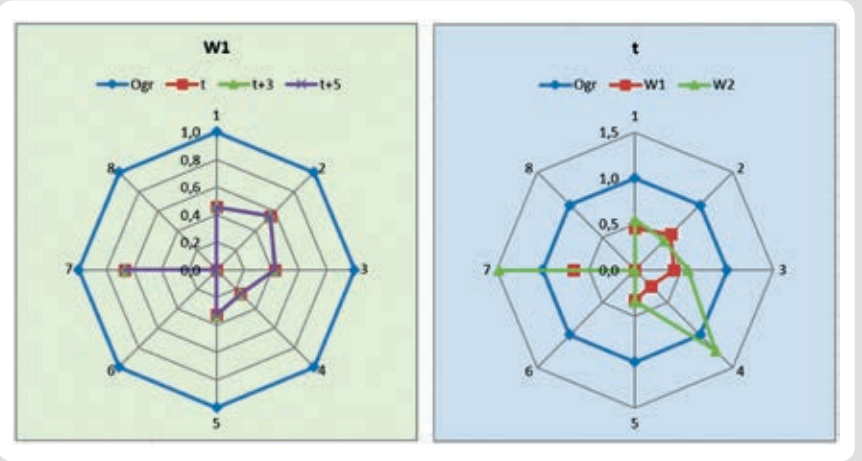
Chcąc prawidłowo uwzględnić te kryteria, które polegają na sprawdzeniu, czy ich wartość nie przekracza wartości dopuszczalnej (4–8), wprowadzono funkcję kary, opierając się na metodyce przedstawionej w [3].

Funkcja kary będzie przyjmowała wartość równą zeru, gdy minimalny poziom istotności danego kryterium nie zostanie osiągnięty. Minimalny poziom istotności dla kryterium i (a_i) definiowany jest jako wartość miernika oceny cząstkowej (np. stosunek spadku napięcia do jego wartości dopuszczalnej), odpowiednio bliska wartości tego miernika odpowiadającej wartości dopuszczalnej wskaźnika oceny cząstkowej (np. spadek napięcia) dla kryterium i (c_i), powyżej której dane kryterium będzie istotne dla procedury decyzyjnej – czyli będzie miało wpływ na miarę syntetycznej oceny wariantu. Wartość funkcji kary narasta liniowo do wartości maksymalnej d_i przy osiągnięciu lub przekroczeniu wartości miernika oceny cząstkowej odpowiadającej wartości dopuszczalnej (c_i). Zakładamy, że wartość dopuszczalna miernika oceny cząstkowej c_i = 1, jak również maksymalna wartość funkcji kary d_i = 1. Matematyczne sformułowanie funkcji kary przedstawia się następująco:

$$\alpha_{i,w,t}(k_{i,w,t}) = \begin{cases} 0, & dla\ \ k_{i,w,t} \le a_i \\ \dfrac{d_i}{c_i - a_i} \cdot (k_{i,w,t} - a_i), & dla\ \ a_i < k_{i,w,t} < c_i \\ d_i, & dla\ \ k_{i,w,t} \ge c_i \end{cases} \tag{9}$$



Rys. 1. Przykładowy przebieg zmienności funkcji kary dla kryterium oceny wariantu przyłączenia odbioru



Rys. 2. Wyniki obliczeń w postaci wykresów radarowych; a) zestawienie wyników dla przykładowego wariantu w różnych okresach czasowych; b) zestawienie wyników w przykładowym okresie czasu dla różnych wariantów

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

Przykładowy przebieg zmienności funkcji kary przedstawiono na rys. 1.

3. Podsumowanie

Przedstawiona metoda została zaimplementowana w formie rozbudowanego zestawu skoroszytów Microsoft Excel z modułami Visual Basic for Applications (VBA) oraz zawierającego bazy danych technicznych i ekonomicznych o elementach sieciowych, odbiorach i źródłach mikrogeneracji. Użytkownik takiego arkusza wprowadza informacje o rozpatrywanym przypadku przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji, określając między innymi moc i typ przyłączanego obiektu. Następnie w sposób uproszczony, wystarczający jednak do analizy przyłączenia, modeluje fragment sieci elektroenergetycznej [4]. Skoroszyt kalkulacyjny wyznacza wartości wskaźników oceny dla właściwego zestawu kryteriów, zależnego od typu przyłączanego obiektu i poziomu napięć (nn/SN). Użytkownik weryfikuje domyślne wartości minimalnego poziomu istotności wskaźnika oceny oraz jego wartości dopuszczalne. Następnie dokonuje weryfikacji domyślnych wartości wag dla okresów czasowych oraz kryteriów oceny. Skoroszyt sprawdza, czy dany wariant przyłączenia jest dopuszczalny i po jego akceptacji porównywana jest jego miara oceny syntetycznej z innymi wariantami dopuszczalnymi. Na tej podstawie skoroszyt wskazuje optymalny wariant inwestycyjny, rekomendowany użytkownikowi. Użytkownik skoroszytu ma możliwość sprawdzenia, które z kryteriów nie zostało spełnione, a dodatkowo w których węzłach (elementach systemu elektroenergetycznego) nastąpiło przekroczenie wskaźnika oceny. Użytkownik ma możliwość obserwacji wartości wskaźników w postaci stabelaryzowanej oraz za pomocą wykresów radarowych (rys. 2a–b).

Wykresy radarowe prezentują dwa podejścia zestawienia wartości składowych funkcji kryterialnych. Po pierwsze (rys. 2a), dla poszczególnych wariantów zestawiane są wyniki uzyskane w poszczególnych perspektywach czasu. Po drugie (rys. 2b), dla poszczególnych perspektyw czasu zestawiane są wyniki uzyskane w poszczególnych wariantach. Przebieg widoczny na wykresach, opisany jako „Ogr", oznacza wartość graniczną dla wartości kryterialnych i jest on w każdym przypadku równy 1. W ogólności wartości poszczególnych kryteriów zostały sprowadzone do zakresu 0–1, gdzie wartość 1 oznacza osiągnięcie wartości granicznej kryterium.
Skoroszyt przetestowano na kilku przykładach złożonych przypadków przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji do sieci elektroenergetycznej.

Bibliografia

1. Kamrat W., Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2004.
2. Charnes A., Cooper W.W., Rhodes E., Measuring the efficiency of decision making units, *European Journal of Operational Research* 1978, nr 2, s. 429–444.
3. Dobrzyński K., Szacowanie maksymalnej mocy generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2014.
4. Bućko P. i in., Uproszczone modelowanie sieci dystrybucyjnej na potrzeby analiz przyłączeniowych, XVII Międzynarodowa Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce", materiały konferencyjne, Jastrzębia Góra 2015.

Paweł Bućko
dr hab. inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa związana jest z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Aktywność zawodowa koncentruje się na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkowania energii.

Jerzy Buriak
dr inż.
Politechnika Gdańska (od 2015 Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa [PWSZ] w Elblągu)
e-mail: jerzy.buriak@pg.gda.pl, j.buriak@pwsz.elblag.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej (1995). Stopień doktora uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki swej macierzystej uczelni (2001). W 2014 roku został adiunktem na tym samym wydziale. Od 2015 roku dyrektor Instytutu Informatyki Stosowanej w Państwowej Wyższej Szkole Zawodowej (PWSZ) w Elblągu. Jego zainteresowania zawodowe obejmują: planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego, opracowanie modeli optymalizacyjnych oraz baz danych w energetyce.

Krzysztof Dobrzyński
dr inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

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

Marcin Jaskólski
dr inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. W trakcie realizacji rozprawy doktorskiej odbył szkolenia na Uniwersytecie w Lund (Szwecja) i staże naukowe w Międzynarodowym Instytucie Stosowanej Analizy Systemowej (IIASA) w Laxenburgu (Austria) i Instytucie Gospodarki Energetycznej oraz Racjonalnego Użytkowania Energii (IER) na Uniwersytecie w Stuttgarcie (2002–2003). Zatrudniony jest jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego naukowe zainteresowania, oprócz zintegrowanego modelowania rozwoju systemów energetycznych, obejmują wykorzystanie odnawialnych zasobów energii i energetykę jądrową. W 2010 roku autor uczestniczył w trzymiesięcznych szkoleniach z zakresu energii jądrowej w Komisji ds. Energii Atomowej i Alternatywnych Źródeł Energii (CEA) w Saclay (Francja). W 2011 roku odbył sześciotygodniowy staż z zakresu analiz bezpieczeństwa reaktorów jądrowych EPR w ośrodku badawczym EDF SEPTEN w Lyonie.

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

Piotr Skoczko
mgr inż.
ENERGA-OPERATOR SA
e-mail: piotr.skoczko@energa.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka, oraz na Wydziale Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej, na kierunku ekonomia i finanse. Zatrudniony na stanowisku głównego inżyniera ds. rozwoju sieci w ENERGA-OPERATOR SA. Zajmuje się planowaniem rozwoju sieci 110 kV. W obszarze jego zainteresowań znajduje się rozwój sieci SN i nn w kontekście współpracy z generacją rozproszoną i mikroźródłami. Autor referatów i wystąpień o tej tematyce na Politechnice Gdańskiej oraz na konferencjach.

Piotr Zieliński
mgr inż.
ENERGA-OPERATOR SA
e-mail: piotr.zielinski@energa.pl
Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, specjalizacji elektroenergetyka. Zatrudniony na stanowisku kierownik Biura Rozwoju w ENERGA-OPERATOR SA. Jego obszary zainteresowań to także długoterminowe planowanie sieci, obliczenia inżynierskie, rozwój sieci dystrybucyjnej WN i optymalizacji mocy biernej.

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl