

# Determination of Connection Capacity in the HV Closed Network by the use of a Black-box Optimization – a Case Study

## Author

Andrzej Wędzik

## Keywords

optimization, black-box, connection capacity

## Abstract

The current legislation imposes an obligation on power system operators to regularly determine and publish connection capacities of transmission and distribution network nodes. Currently, the coherent node method is used for determining the connection capacity of transmission and distribution network nodes. However, this method has some limitations that do not allow clearly determining the sought power values, determining the connection capacity of the nodes in the analysed network. This paper proposes a method for determining the connection capacity of nodes in any closed HV network using black-box optimization. Calculations and analyses were performed for a full non-linear model of the Polish NPS. The results obtained show the possibilities of using this method for any configuration of nodes to be analysed, without the need for division into coherent groups. The proposed method shows the possibility of including any limitations relevant to the correct operation of the system in the calculations, such as: allowable voltage levels, allowable line load, maximum short-circuit power in the network nodes or emergency states ( $n-1$ ) of the system's operation.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017112**

Received: 02.02.2017

Accepted: 02.03.2017

Available online: 30.03.2017

## 1. Introduction

In accordance with the provisions of Article 7 (81) of the *Energy Law* [1], a power company involved in the transmission or distribution of electricity is required to prepare the following information: „... the value of the total available rated power for the sources, as well as planned changes to these values in the next 5 years from the date of their publication, for the whole network operated by the company with a rated voltage above 1 kV, divided into power stations or groups thereof included in the network with rated voltage of 110 kV and above.”

This information should be updated at least once a quarter and posted on the website of the operator. An example of such a document is the report [2] prepared for PGE Dystrybucja SA by the Research Institute of the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering.

The analyses and calculations carried out in this report are based on the determination of groups of coherent nodes, i.e. identification of groups of nodes mutually correlated in terms of their sensitivity coefficients. Maximum power which can be connected without endangering the safe operation of the power network is

determined for groups of nodes identified in this manner. These powers are defined by increasing generation in groups until the emergence of overload, which does not occur in states without additional generation, or by increase the value of existing overloads. Currently, this is practically the only method for determining the available connection power for sources accepted by the power industry.

A similar approach to the problem of determining the connection capacity of nodes in a closed HV network is presented by Bajor in his work [3, 4].

Ślabosz et al [5] and Kocot [6] propose the use of linear methods to determine the maximum power and connection capacity for HV network nodes. These methods are intended by the authors to simplify and accelerate the necessary simulation calculations. However, due to the linearisation of models, it is not possible to include all the phenomena occurring in a real power system in these methods.

Korab [7], Kacejko and Pijarski [8] as well as Przygodzki et al. [9] use non-linear optimization methods in their work. In [7], the author uses the method of optimizing power distribution in the

classical variant of the Economic Dispatch (ED). In [8], the authors used the method of „simulated annealing”, based on the use of MATLAB software and the SimAuto „engine” of PowerWorld software. In [9], the authors used a distribution program, additionally equipped with an optimization module. The objective function was the cost of operation of the national transmission system (the cost of generation and undelivered energy).

However, the methods presented above in most cases are based on many simplifications (e.g. linearisation of the model), using methods with little usefulness in activities on the electricity market (e.g. ED) or with non-transparent criteria adopted in the calculations (e.g. coherent nodes method).

The paper proposes a new method for determining the connection capacity of nodes in the HV closed network, in which the analyses and calculations can be performed using a full non-linear model of the Polish National Power System (NPS), without the need for any simplification or linearisation of the model used. The proposed method is also very cheap to implement. It is based on open source or freeware optimization algorithms, and the only condition for its proper operation is the possibility of obtaining intermediate calculations from the distribution program, for which this method can become a fully independent, free calculation tool, expanding its functionality.

## 2. Description of problem

Optimization of the operation of a power system is a problem well known and described in the literature [10, 11]. Most frequently, the main objective of these activities is to minimise operating costs or improve the technical parameters of the power system (e.g. to minimise losses of active or reactive power). Currently, commercial distribution programs also often feature optimization modules. The main disadvantage of these modules, however, is that the user cannot freely formulate the optimization problem in practice can only use one of the models proposed by the authors of the program. The main obstacle in this case is the lack of access to all variables and calculation values of a full mathematical model of the analysed power system. This problem can be solved in different ways:

- By developing your own, fully functional model of the analysed system
- Using available open source or freeware software.

In both cases, calculations can be conducted for a power system with simultaneous access to all the necessary values of the optimization process. These methods, however, are time-consuming in practice, require a lot of time and repeated verification of the model developed. The software created in this way often does not meet all the requirements for professional calculations. For example, the lack of possibility of adjusting the transformer voltage ratio or reactive power significantly limits the range of applications of such programs.

In the case of using commercial software, which provides high reliability, efficiency and credibility of the analysis, the user receives the results of calculations in the form of strings of numbers, representing the basic parameters characterising the state of the

system’s operation, such as the value of current lines, transformer load or voltage levels in network nodes. Values obtained this way can be used to solve any optimization problem with the application of black-box optimization [12–14]. The general diagram of this method has been specified in the figure:

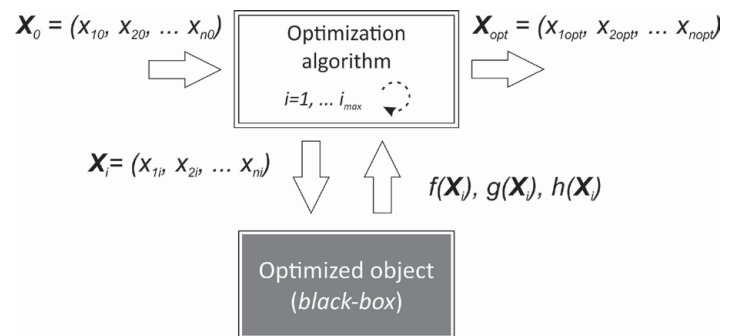


Fig. 1. General diagram of the black-box optimization method

Optimization algorithm used in this method usually is based on a simple search algorithm. This is mainly due to the difficulty or even the impossibility of calculating gradients or the Hessian matrices, which are used by more efficient gradient-based or Newtonian methods.

Optimization algorithm in each iteration  $i = 1, \dots, i_{max}$  calculates the present value of the sought vector of variables  $X_i$  on the basis of data (numerical!) obtained directly (in each iteration) from the program calculating the distribution of power for the current value of vector  $X_i$ . For the given vector  $X_i$ , the distribution program calculates the distribution of power and passes numerical values to the optimization algorithm which specify the objective function  $f(X_i)$ , inequality constraints  $g(X_i)$  or equality constraints  $h(X_i)$ . Mathematical description of individual values, for example constraints, is not necessary and in practice is not usually known. We only need to specify the lower and upper limits of the variability of these constraints. The result of the method is a vector of variables  $X_i$  implementing the optimization problem described, meeting the previously formulated boundary conditions for constraints.

The only condition for correct and reliable use of the method described is the possibility of obtaining the results of intermediate calculations from the distribution program.

## 3. Mathematical model

The primary objective of this method is to find the total, maximum power of generation units which can be connected to the selected, considered group of nodes. Variables of the optimization problem include the sought capacities of generation sources, to be connected to the selected, considered group of nodes. The size of the problem is equal to the number of nodes selected for analysis. In practice, each new source connected generates additional active power losses in the network to which it is connected. From the point of view of the power network, the most advantageous situation will be when the net power, by

which the balance of power in this network will increase, reaches the maximum value. The value of this power can be calculated as the difference between the total power of generation units connected to the network and active power losses in the network, caused by the connection of these units.

Formulated in this way, the task can be written as:

$$\max \left( \sum_{i=1}^n P_{di} - \Delta P_{dTotal} \right) \quad (1)$$

Where:

$P_{di}$  – power of the generation source to be connected to node  $i$ ,  
 $n$  – number of nodes to which generation sources are connected,  
 $\Delta P_{dTotal}$  – total active power losses in the network due to the connection of  $n$  generation units.

The equation (1) acts as the objective function. In addition, using such notation, active power losses in the network due to the connection of  $n$  units will also be minimised in the course of optimization.

For proper optimization, it is necessary to formulate mathematical equations that describe the technical limitations occurring in the real network. The most important limitations include:

### 3.1. Limitations of line and transformer transmission capability in the power network

$$0 \leq I_j \leq I_{jdd} \quad \forall j = 1 \dots mi \quad (2)$$

where:

$I_j$  – Load current in a line or a transformer,  $I_{jdd}$  – Permissible load current in a line or a transformer,  $mi$  – total number of lines and transformers for the considered network.

### 3.2. Limitations of permissible voltage levels in the power network nodes

$$U_{kmin} \leq U_k \leq U_{kmax} \quad \forall k = 1 \dots mu \quad (3)$$

where:

$U_k$  – voltage in node  $k$  of the power network,  $U_{kmin}$  – minimum value of voltage in node  $k$  of the power network [15–17]  
 $U_{kmax}$  – maximum value of voltage in node  $k$  of the network [15–17],  $mu$  – number of nodes for the considered network.

In practical calculations of the operating states of the power system, it happens very often that the distribution network of the given distribution network operator (DSO) does not meet the  $n-1$  condition also in the case of the operation of the network without additional capacities connected. For this reason, one (or both) of the conditions described in equations (2) and (3) is not met already before the beginning of optimization calculations. In this case, it is necessary to adjust the constraints used in the optimization process. Suitable components of equations (2) and/or (3) will take the form:

$$0 \leq I_{jp} \leq I_{jp(n-1)} \quad (4)$$

$$\forall jp \subset \{\text{Przekroczenia } I \text{ dla } (n-1)\}$$

where:

$I_{jp}$  – Load current in the given line or transformer in the states  $(n-1)$ ,  $I_{jp(n-1)}$  – acceptable, adjusted load current in the line or transformer in the states  $(n-1)$  – set of lines and transformers, in which limit values of loads in emergency operation were exceeded without additional generation capacities connected.

$$U_{kp(n-1)min} \leq U_{kp} \leq U_{kp(n-1)max} \quad (5)$$

$$\forall kp \subset \{\text{Przekroczenia } U \text{ dla } (n-1)\}$$

where:

$U_{kp}$  – Voltage at node  $k$  of the power network in the states  $(n-1)$ ,  
 $U_{kp(n-1)min}$  – minimum, adjusted voltage value in node  $k$  of the power network in the states  $(n-1)$  [15–17],  $U_{kp(n-1)max}$  – maximum, adjusted voltage value in node  $k$  of the power network in the states  $(n-1)$  [15–17],  $\{\text{Przekroczenia } U \text{ dla } (n-1)\}$  – set of nodes in which limit values of loads in emergency operation were exceeded without additional generation capacities connected.

By adjusting the limitations described in equations (4) and (5), the calculation process is reduced to finding the total, maximum power of generation units which can be connected to the selected, considered group of nodes without affecting the existing state of the network. Practical calculations conducted show that the local connection of additional generating units reduces or even eliminates the previously described network overload in emergency states  $(n-1)$ .

### 3.3. Limitations of permissible levels of short-circuit currents in the power network nodes

$$0 \leq I_{kzw} \leq I_{kzwmax} \quad \forall k = 1 \dots mu \quad (6)$$

where:

$I_{kzw}$  – Value of short-circuit current in node  $k$  of the power network,  
 $I_{kzwmax}$  – maximum short-circuit current in node  $k$  of the power network.

In order to maintain an unchanged balance of generation capacity throughout the power system, the power of selected adjustable units is adjusted by the power of the new generation sources connected. The sum of the power of new sources of connected generating capacity is subtracted from the power of selected adjustable units evenly in proportion to the power of these units. In practice, due to market mechanisms, for example, adjustable units should not be allowed to be completely shut down. Their adjustment should take place in the range  $\langle P_{gen}, P_{min} \rangle$ . This ensures, among other things, that minimum requirements for voltage adjustment and stability of the entire power system will be met.

Conditions 3.1–3.3 [equations (2) – (6)] and adjustment of the power balance are checked at each step of calculations in the proposed method. Block diagram of the calculation method is illustrated below:

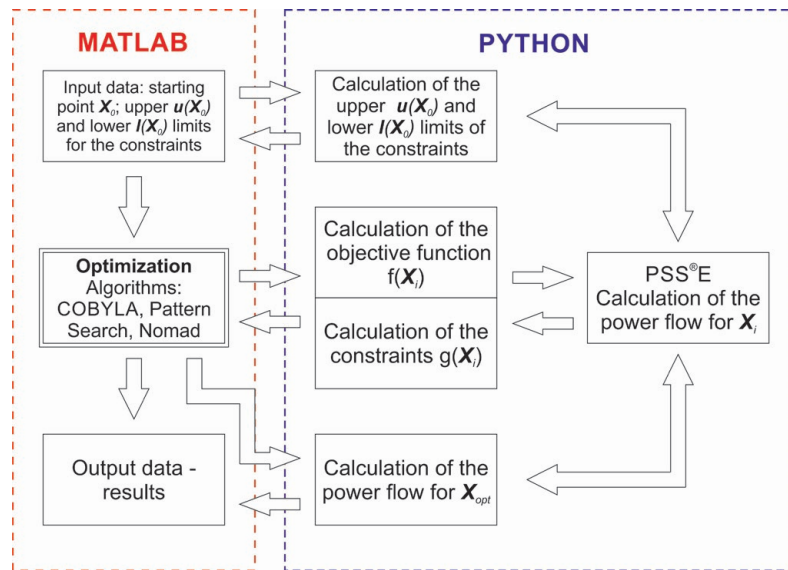


Fig. 2. Block diagram of the method for determining the connection capacity of nodes in a closed HV network using black-box optimization

#### 4. Case study – calculation examples

In order to test the proposed method in practice, calculations were conducted using an actual, full, non-linear model of the Polish NPS. The variant representing the system layout for the 2016 summer peak was selected for the analysis. This is the most representative model for the problem in question, because the capacity of system components (lines and transformers) adopt the smallest values in this model, that is represent the worst operating conditions of the system.

The analysis was carried out in the distribution company PGE Dystrybucja SA, Łódź-Teren.

Within the analysed company, two groups of coherent nodes were selected for comparison, for which the value of available connection capacity was determined for generation sources connected to the power network managed by PGE Dystrybucja SA [2]:

1. Poddębice Group (Poddębice 1, Poddębice 2, Szadek)
2. Sochaczew Group (Sochaczew, Boryszew, Widok, Teresin, Bielnik, Żyrardów).

A full, non-linear model of the Polish NPS was used for the calculations.

The calculations were performed on a PC with the following specifications: Intel Core i7-4790K processor, 4 GHz, 32 GB of RAM, Windows 10. The calculations were performed using the following calculation programs (academic license):

1. PSS® v33.7 by Siemens PTI (program calculating power distribution)
2. MATLAB R2015b (as the calculation interface) and open source or freeware software:
  1. OPTI Toolbox (set of optimization algorithms for MATLAB) [18];
  2. NLOPT v2.4.2 – COBYLA algorithm (**C**onstrained **O**ptimization **BY** Linear **A**pproximations)

- NOMAD v3.7.3 (*Mesh Adaptive Direct Search Algorithm*) [19–21]
- Python programming language v2.7.10 (as the calculation interface).

All calculation algorithms were run using the default settings, proposed and set by default by the software manufacturer. For all calculations, the two criteria for interrupting calculations were used:

- Reaching an accuracy of calculations  $\varepsilon = 10^{-6}$  or
- Maximum computation time of 3600 s.

The calculations aimed at finding the total, maximum power of generation units that can be connected to a selected, considered groups of nodes were carried out for the following network configuration:

- For normal network operation ( $n_0$ )
- For emergency network operation ( $n-1$ ).

The smallest value of connected power, resulting from both of the above network operation states, was accepted as the final result.

Calculations for emergency states ( $n-1$ ) were performed for the two levels of the limit overload of power system components (lines and transformers):

- No overload of network components (max load = 100% of nominal values)
- Allowed 20 percent overload of components in emergency state ( $n-1$ ) (max load = 120% of nominal values).

All calculations were made for two variants:

- Separately for each node included in the given group,
  - In total for the whole group, i.e. all nodes in the group.
- Calculations were performed for the assumptions described above, the results of which are summarised in the following tables:

Node	Rated power			System operation state	Element deciding about the value of minimum power	
	According to [2]	Calculations				
		COBYLA	Nomad			
[–]	[MW]	[MW]	[MW]	[–]	[–]	
<b>Permissible load on lines and transformers = 100%</b>						
PDB	–	44.102	44.102	(n-1)	Disconnected 400/110 kV transformer in Trębaczew station	Reached maximum load (100%) of the Poddębice 2 – Poddębice 1 line
POD	–	69.217	69.217	(n-1)	Disconnected Poddebice 1 – Szadek line	Reached maximum load (100%) of the Poddębice 1 – Adamów line
SDE	–	72.406	72.406	(n-1)	Disconnected Szadek – Zduńska Wola line	Reached maximum load (100%) of the Poddębice 1 – Adamów line
Whole group	0	72.454	72.454	(n-1)	Disconnected Szadek – Zduńska Wola line	Reached maximum load (100%) of the Poddębice 1 – Adamów line
<b>Permissible load on lines and transformers = 120%</b>						
PDB	–	44.250	44.250	n0		Reached maximum load (100%) of the Poddębice 2 – Poddębice 1 line
POD	–	82.006	82.006	(n-1)	Disconnected Poddebice 1 – Szadek line	Reached maximum load (120%) of the Poddębice 1 – Adamów line
SDE	–	85.103	85.103	(n-1)	Disconnected Szadek – Zduńska Wola line	Reached maximum load (120%) of the Poddębice 1 – Adamów line
Whole group	0	85.232	85.233	(n-1)	Disconnected Szadek – Zduńska Wola line	Reached maximum load (120%) of the Poddębice 1 – Adamów line

Tab. 1. Values of available connection capacities for generation sources connected to the Poddębice group nodes

Node	Rated power			System operation state	Element deciding about the value of minimum power	
	According to [2]	Calculations				
		COBYLA	Nomad			
[–]	[MW]	[MW]	[MW]	[–]	[–]	
<b>Permissible load on lines and transformers = 100%</b>						
BIE	–	128.145	128.145	(n-1)	Disconnected Grodzisk – Sochaczew line	Reached maximum load (100%) of the Bielnik – Teresin line
BRS	–	71.777	71.777	(n-1)	Disconnected Boryszew – Widok line	Reached maximum load (100%) of the Boryszew – Sochaczew
SOC	–	206.123	206.123	(n-1)	Disconnected Błonie – Sochaczew line	Reached maximum load (100%) of the Grodzisk – Sochaczew line
TER	–	134.285	134.285	(n-1)	Disconnected Bielnik – Teresin line	Reached maximum load (100%) of the Sochaczew – Teresin line
WDK	–	73.130	73.130	(n-1)	Disconnected Skierniewice – Widok line	Reached maximum load (100%) of the Boryszew – Widok line
ZYR	–	46.863	46.863	(n-1)	Disconnected Sochaczew – Żyrardów line	Reached maximum load (100%) of the Mszczonów – Żyrardów line
Whole group	120	220.994	221.714	(n-1)	Disconnected Błonie – Sochaczew line	Reached maximum load (100%) of the Grodzisk – Sochaczew and Mszczonów – Żyrardów line
<b>Permissible load on lines and transformers = 120%</b>						
BIE	–	129.123	129.123	n0		Reached maximum load (100%) of the Bielnik – Teresin line
BRS	–	84.492	84.492	(n-1)	Disconnected Boryszew – Widok line	Reached maximum load (120%) of the Boryszew – Sochaczew line
SOC	–	263.137	263.137	n0		Reached maximum load (100%) of the Grodzisk – Sochaczew line
TER	–	144.581	144.581	n0		Reached maximum load (100%) of the Sochaczew – Teresin line
WDK	–	81.661	81.661	n0		Reached maximum load (100%) of the Boryszew – Widok line
ZYR	–	54.929	54.928	(n-1)	Disconnected Sochaczew – Żyrardów line	Reached maximum load (120%) of the Mszczonów – Żyrardów line
Whole group	120	279.135	277.962	n0		Reached maximum load (100%) of the Grodzisk – Sochaczew and Mszczonów – Żyrardów line

Tab. 2. Values of available connection capacities for generation sources connected to the Sochaczew group nodes



Element of the balance of connection capacities		COBYLA	Nomad
		[MW]	[MW]
<b>Permissible load on lines and transformers = 100%</b>			
Net power added to the network		71.618	71.618
$\Delta P$ resulting from the connection of sources		0.836	0.836
<b>Sum of connection capacities</b>		<b>72.454</b>	<b>72.454</b>
Group nodes	PDB	4.446	3.904
	POD	64.826	65.361
	SDE	3.181	3.189
<b>Permissible load on lines and transformers = 120%</b>			
Net power added to the network		83.701	83.700
$\Delta P$ resulting from the connection of sources		1.531	1.533
<b>Sum of connection capacities</b>		<b>85.232</b>	<b>85.233</b>
Group nodes	PDB	4.311	8.376
	POD	77.651	73.298
	SDE	3.270	3.558

Tab. 3. Distribution of power from generation sources among Poddębice group nodes

Element of the balance of connection capacities		COBYLA	Nomad
		[MW]	[MW]
<b>Permissible load on lines and transformers = 100%</b>			
Net power added to the network		219.287	219.287
$\Delta P$ resulting from the connection of sources		1.707	2.427
<b>Sum of connection capacities</b>		<b>220.994</b>	<b>221.714</b>
Group nodes	BIE	32.604	71.030
	BRS	33.707	30.589
	SOC	33.249	21.035
	TER	36.641	30.220
	WDK	35.851	19.897
	ZYR	48.942	48.942
<b>Permissible load on lines and transformers = 120%</b>			
Net power added to the network		276.14	276.14
$\Delta P$ resulting from the connection of sources		2.996	1.822
<b>Sum of connection capacities</b>		<b>279.135</b>	<b>277.962</b>
Group nodes	BIE	44.749	15.422
	BRS	44.017	15.710
	SOC	47.889	172.73
	TER	48.172	14.624
	WDK	45.283	10.450
	ZYR	49.027	49.027

Tab. 4. Distribution of power from generation sources among Sochaczew group nodes

## 5. Summary and conclusions

The calculations and analyses have demonstrated the possibility of using black-box optimization methods to determine the connection capacity of nodes in any closed HV network. The results presented in the paper allow one to draw the following specific conclusions:

- Analyses and calculations of connection capacity can be performed using a full, non-linear model of the Polish NPS without the need for any simplification or linearisation of the model used
- The method may be used for any configuration of nodes to be analysed. The operator can determine the composition

- of such groups of nodes, guided by internal guidelines or requirements
- c. The proposed method shows the possibility of including any limitations relevant to the correct operation of the system in the calculations, such as: allowable voltage levels, allowable line load, maximum short-circuit power in the network nodes or emergency states ( $n-1$ ) of the system's operation
  - d. By using the proposed method it is possible to determine the critical elements of the network, the insufficient load capacity of which is the biggest obstacle to the connection of additional capacity. This allows the operator to easily identify the „bottlenecks” in the network
  - e. The results obtained using the proposed method show a more real possibility of connecting new generating capacity at the current configuration of the NPS and are much more favourable to potential investors than the results obtained using the coherent node method. The demonstrated inconsistencies as to the power values, given officially by the operator [2], were confirmed repeatedly in expert reports prepared within the context of connection procedures for RES
  - f. If the operator owns a distribution program (which in practice is often the case) the proposed method is very inexpensive to implement. It uses open source or freeware optimization algorithms, and the only condition for its proper operation is the possibility of obtaining intermediate calculations from the distribution program. The MATLAB program used (as calculation interface) can be fully replaced by procedures written, e.g. in Python.
- b. Identification of additional constraints which lead to the unique power distribution between the nodes in the given area
  - c. Elimination of commercial software (MATLAB) from the calculation process, by creating procedures in Python and implementation of the whole method based on this environment.
- All future research, including that listed above, should focus on the creation of a fully independent, free calculation tool that could be integrated with any distribution calculation program.

## REFERENCES

1. The Act of 10 April 1997 Energy Law, Journal of Laws 1997, No. 54, item 348, as amended.
2. Information about the available connection capacity for generating sources connected to the power network of PGE Dystrybucja SA with a rated voltage exceeding 1 kV (updated for the third quarter of 2016), PGE Dystrybucja SA, Office of Management Network Development, Lublin [online], <http://www.pgedystrybucja.pl/dystrybucja/dla-klienta/procedury-przylaczeniowe/informacje-o-dostepnych-mocach-przylaczeniowych> [accessed on: 13.03.2017].
3. M. Bajor, „Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej, Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” [Safe operation of a system with restricted transfer capacities at high wind generation, the XV Anniversary International Scientific Conference entitled “Current problems in the power industry], Jurata, Vol. 4, 8–10 June 2011, pp. 11–15.
4. M. Bajor, R. Jankowski, G. Widelski, „Area-Wide Management of a Significant Wind Generation as a Way to Ensure a Safe Grid Operation”, *Acta Energetica*, No. 3 (20), 2014, pp. 17–22.
5. M. Sobierajski, W. Rojewski, S. Słabosz, „Metoda liniowej optymalizacji dopuszczalnej generacji wiatrowej w węzłach sieci przesyłowej” [Linear optimization of acceptable wind generation in transmission network nodes], *Acta Energetica*, No. 2/7, 2011, pp. 55–55.
6. H. Kocot, „Zdolności przyłączeniowe węzłów dystrybucyjnej sieci 110 kV” [Connection capacity of 110 kV distribution network nodes], Electrical Power Networks – EPNet 2016, 19–21 September 2016, Szklarska Poręba.
7. R. Korab, „Zdolności przyłączeniowe krajowej sieci 400 i 220 kV” [Connection capacity of 400 kV and 220 kV national power network], *Elektroenergetyka: Współczesność i Rozwój* [Power Engineering: Modernity and Development], No. 2–3 (4–5), 2010, pp. 46–54.
8. P. Kacejko, P. Pijarski, „Ocena możliwości przyłączeniowych krajowej sieci przesyłowej planowanej na lata 2020–2025 w kontekście prawdopodobnych scenariuszy budowy nowych jednostek wytwórczych” [Assessment of connection capacity of the national transmission network planned for 2020–2025 in the context of the likely scenarios of construction of new generating units], *Rynek Energii* [Energy Market], No. 2, 2013, pp. 42–47.
9. M. Przygodzki i in., „Ocena zdolności przyłączeniowych Krajowego Systemu Przesyłowego w perspektywie długoterminowej” [Assessment of connection capacity of the National Transmission System in the long term], *Przełęcz Elektrotechniczny*, No. 7, 2014, pp. 123–126.

Notes on the interpretation of the results of calculations:

- a. Both optimization algorithms tested have proven their usefulness to solving the problem presented
- b. In the case of determining the maximum capacity for individual nodes, the results obtained using both algorithms are identical
- c. In determining the maximum capacity for groups of nodes, the results for the given group obtained by both algorithms are identical, but the distribution of power between the various nodes of the group may be different. In the present form, using only the limitations described using equations (2) – (6), a clear, identical power distribution between the nodes in the given group using both calculation algorithms is impossible
- d. The calculations confirmed that the net power, which increases the balance of power in the analysed network, in some cases is larger for smaller capacities of generating units connected. This is due to a better allocation of power between the nodes considered and thus achieving smaller active power losses caused by the connection of these units.

## 6. Future research directions

The proposed method, thanks to its open structure, could in the future be developed and improved without the need interfering with, for example, complicated distribution programs. The most important directions for further development include:

- a. Testing new calculation algorithms to increase the operating speed and accuracy of the described method

10. J.A. Momoh, "Electric Power System Applications of Optimization", Second Edition, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009.
11. S.A.-H. Soliman, A.-A.H. Mantawy, "Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems", Springer, doi: 10.1007/978-1-4614-1752-1, 2012.
12. A. Wędzik, T. Siewierski, M. Szypowski, "The use of the "Black-box" optimization method for determination of connection capacity in electric power grid", *Applied Energy* 2017 [in review].
13. E.F. Davis, "Modeling and optimization of process engineering problems containing black-box systems and noise", PhD dissertation, New Brunswick, New Jersey, October 2008.
14. T. Schaul, "Studies in Continuous Black-box Optimization", Technische Universität München, PhD dissertation, 2011.
15. Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed conditions of the power system operation, Journal of Laws No. 93, item 623, as amended.
16. IRIESP Transmission Grid Code. Conditions for using and operating the grid, and planning its development, PSE - Operator S.A., Version 2.0., 15 December 2011 (text in effect as of: 1 May 2016).
17. IRIESD Distribution Grid Code, PGE S.A., 2013 [consolidated text in effect as of: 1 October 2016].
18. J. Currie, D.J. Wilson, "OPTI: Lowering the Barrier Between Open Source Optimisers and the Industrial MATLAB User", Savannah, Georgia, USA, 8–11 January 2012.
19. M.A. Abramson et al., "The NOMAD project" [online], <https://www.gerad.ca/nomad/> [accessed on: 13.03.2017].
20. C. Audet, J.E. Dennis Jr., "Mesh Adaptive Direct Search Algorithms for Constrained Optimization", *SIAM Journal on Optimization*, No. 17 (1), doi: 10.1137/040603371, 2006, pp. 188–217.
21. S. Le Digabel, Algorithm 909: NOMAD: "Nonlinear optimization with the MADS algorithm", *ACM Transactions on Mathematical Software*, No. 37 (4), 2011, pp. 1–15.

---

### Andrzej Wędzik

Technical University of Łódź

e-mail: [andrzej.wedzik@p.lodz.pl](mailto:andrzej.wedzik@p.lodz.pl)

A graduate of Lodz University of Technology. Since 1986 he has been working at his alma mater in the Institute of Electrical Power Engineering, currently as a lecturer. His research activity is focused on issues related to renewable energy, energy law, energy market and optimization. Since 2007 Chairman of the Central Section of Renewable Energy and Environmental Protection of SEP Association of Polish Electrical Engineers.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 131–138. When referring to the article please refer to the original text.

PL

# Określanie zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN z wykorzystaniem optymalizacji typu *black-box* – studium przypadku

## Autor

Andrzej Wędzik

## Słowa kluczowe

optymalizacja, *black-box*, zdolności przyłączeniowe

## Streszczenie

Obowiązujące przepisy prawne narzucają na operatorów systemu elektroenergetycznego obowiązek cyklicznego wyznaczania i publikowania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci: przesyłowej i dystrybucyjnych. Obecnie do wyznaczania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci przesyłowej i dystrybucyjnych wykorzystuje się metodę węzłów koherentnych. Metoda ta ma jednak pewne ograniczenia, które nie pozwalają w sposób jednoznaczny wyznaczyć poszukiwanych wartości mocy, określających zdolności przyłączeniowe węzłów analizowanej sieci. W artykule zaproponowano metodę określenia zdolności przyłączeniowych węzłów dowolnej sieci zamkniętej NN z wykorzystaniem optymalizacji typu *black-box*. Obliczenia i analizy zostały wykonane dla pełnego nieliniowego modelu polskiego KSE. Otrzymane wyniki pokazują możliwości wykorzystania tej metody dla dowolnej konfiguracji węzłów poddawanych analizie, bez konieczności przeprowadzania podziałów na grupy koherentne. Zaproponowana metoda pokazuje możliwości uwzględniania w obliczeniach wszelkich ograniczeń istotnych z punktu widzenia poprawnej pracy systemu, takich jak: dopuszczalne poziomy napięć, dopuszczalne obciążenia linii, maksymalne moce zwarciove w węzłach sieci czy stany awaryjne ( $n-1$ ) pracy systemu.

Data wpływu do redakcji: 02.02.2017

Data akceptacji artykułu: 02.03.2017

Data publikacji online: 30.03.2017

## 1. Wprowadzenie

Zgodnie z zapisami art. 7, pkt 8), ustawy *Prawo energetyczne* [1] przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące: „... wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym”.

Informacje te powinny być aktualizowane co najmniej raz na kwartał i umieszczane na stronie internetowej danego operatora. Przykładem takiego dokumentu jest opracowanie [2], sporządzone dla PGE Dystrybucja SA przez Instytut Energetyki, Instytut Badawczy, Oddział Gdańsk.

Analizy i obliczenia, przeprowadzane w tym dokumencie, oparte są na wyznaczaniu grup węzłów koherentnych, czyli identyfikacji grup węzłów wzajemnie ze sobą skorelowanych pod względem współczynników wrażliwości. Dla zidentyfikowanych w ten sposób grup węzłów wyznacza się maksymalne wartości mocy możliwej do przyłączenia bez powodowania zagrożenia bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej. Moce te określane są poprzez zwiększanie generacji w grupach aż do momentu pojawienia się przeciążeń niewystępujących w stanie bez dodatkowej generacji lub zwiększenia wartości istniejących przeciążeń. Jest to obecnie praktycznie jedyna zaakceptowana przez energetykę zawodową metoda określania dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł.

Podobne podejście do rozwiązania problemu określania zdolności przyłączeniowych

węzłów sieci zamkniętej NN prezentuje Bajor w swoich pracach [3, 4].

Słabosz i inni [5] oraz Kocot [6] proponują zastosowanie metod liniowych do określania maksymalnych mocy i zdolności przyłączeniowych węzłów sieci NN. Metody te w zamyśle autorów upraszczają i przyspieszają wykonanie niezbędnych obliczeń symulacyjnych. Jednak ze względu na linearyzację modeli w metodach tych nie jest możliwe uwzględnienie wszystkich zjawisk zachodzących w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym.

Korab [7], Kacejko i Pijarski [8] oraz Przygodzki i inni [9] wykorzystują w swoich pracach metody optymalizacji nieliniowej. W pracy [7] autor wykorzystuje metodę optymalizacji rozptyłow mocy w klasycznym wariacie Ekonomicznego Rozdziału Obciążeń (ERO). W pracy [8] autorzy zastosowali metodę „symulowanego wyżarzania”, opartą na wykorzystaniu programów: MATLAB oraz „silnika” SimAuto programu PowerWorld. W pracy [9] autorzy wykorzystali program rozptyłowowy, wyposażony dodatkowo w moduł optymalizacyjny. Funkcją celu był koszt funkcjonowania krajowego systemu przesyłowego (koszt wytwarzania i energii niedostarczonej).

Zaprezentowane powyżej metody w większości przypadków opierają się jednak na wielu uproszczeniach (np. linearyzacja modelu), wykorzystaniu metod mało przydatnych w praktyce działania rynku energii elektrycznej (np. ERO) lub mało przejrzystych kryteriach przyjmowanych w obliczeniach (np. metoda węzłów koherentnych).

W prezentowanym artykule proponowana jest nowa metoda określania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN, w której analizie i obliczeniach mogą

być wykonywane przy użyciu pełnego, nieliniowego modelu polskiego KSE, bez konieczności wprowadzania jakichkolwiek uproszczeń czy linearyzacji stosowanego modelu. Proponowana metoda jest również bardzo tania w implementacji. Opiera się ona na algorytmach optymalizacyjnych typu *open source* lub *freeware*, a jedynym warunkiem jej poprawnego działania jest możliwość uzyskiwania obliczeń pośrednich z programu rozptyłowowego, dla którego metoda ta może stać się w pełni niezależnym, darmowym narzędziem obliczeniowym, rozszerzającym jego funkcjonalność.

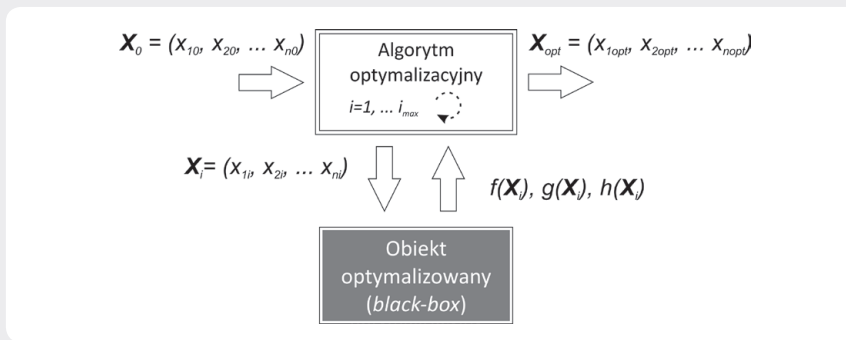
## 2. Opis problemu

Optymalizacja pracy systemu elektroenergetycznego jest problemem znanym i dobrze opisanym w literaturze [10, 11]. Głównym celem tych działań jest najczęściej minimalizacja kosztów funkcjonowania lub poprawa parametrów technicznych pracy systemu elektroenergetycznego (np. minimalizacja strat mocy czynnej lub biernej). Obecnie również komercyjne programy rozptyłowe często posiadają moduły optymalizacyjne. Podstawową wadą i niedogodnością tych modułów jest jednak to, że użytkownik nie może w dowolny sposób sformułować problemu optymalizacyjnego i w praktyce może wykorzystać jedynie któryś z modeli zaproponowanych przez autorów programu. Główną przeszkodą jest w tym przypadku brak dostępu do wszystkich zmiennych i wielkości obliczeniowych pełnego modelu matematycznego analizowanego systemu elektroenergetycznego. Problem ten można rozwiązać w różnorodny sposób:

- opracowując własny, w pełni funkcjonalny model badanego systemu
- wykorzystując dostępne oprogramowanie typu *open source* lub *freeware*.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 131–138. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Ogólny schemat działania metody optymalizacji typu black-box

W obu przypadkach można wykonać obliczenia dla systemu elektroenergetycznego z jednoczesnym dostępem do wszystkich wielkości niezbędnych w procesie optymalizacji. Metody te bywają jednak w praktyce pracochłonne, wymagają długiego czasu i wielokrotnej weryfikacji tworzonego modelu. Samo oprogramowanie stworzone w ten sposób częstokroć nie spełnia wszystkich wymagań stawianych profesjonalnym obliczeniom. Brak np. możliwości regulacji przekładni transformatorów czy regulacji mocy biernej znacznie ograniczają pole zastosowań takich programów.

W przypadku wykorzystywania oprogramowania komercyjnego, zapewniającego dużą pewność, skuteczność i wiarygodność przeprowadzanych analiz, użytkownik otrzymuje wyniki obliczeń w postaci ciągów liczb, przedstawiających sobą wartości podstawowych wielkości charakteryzujących stan pracy systemu, takich jak: wartości prądów linii, obciążenia transformatorów czy poziomy napięć w węzłach sieci. Aby otrzymywane w ten sposób wielkości wykorzystywać do rozwiązania dowolnie określonego problemu optymalizacyjnego, można wykorzystać optymalizację typu black-box [12–14]. Ogólny schemat działania tej metody został określony na rys. 1.

Algorytm optymalizacyjny stosowany w tej metodzie oparty jest zazwyczaj na algorytmie poszukiwań prostych. Związane jest to głównie z trudnościami lub wręcz niemożliwością obliczenia gradientów czy macierzy drugich pochodnych, wykorzystywanych przez bardziej wydajne metody gradientowe czy newtonowskie.

Algorytm optymalizacyjny w każdej iteracji  $i = 1, \dots, i_{\max}$  oblicza wartość bieżącą poszukiwanego wektora zmiennych  $X_i$  na podstawie danych (liczbowych!) uzyskiwanych bezpośrednio (w każdej iteracji) z programu obliczającego rozprawy mocy dla aktualnej wartości wektora  $X_i$ . Program rozprawy mocy i przekazuje do algorytmu optymalizacyjnego wartości liczbowe określające: funkcję celu  $f(X_i)$ , ograniczenia nierównościowe  $g(X_i)$ , czy ograniczenia równościowe  $h(X_i)$ . Opis matematyczny poszczególnych wielkości, np. ograniczeń, nie jest konieczny i w praktyce najczęściej nie jest znany. Należy jedynie określić granice dolne i górne zakresu zmienności tych ograniczeń. Wynikiem działania metody jest wektor zmiennych

$X_i$  realizujący opisany problem optymalizacyjny, przy spełnieniu sformułowanych wcześniej warunków brzegowych dla ograniczeń.

Jedynym warunkiem prawidłowego i niezawodnego działania opisywanej metody jest możliwość uzyskiwania wyników obliczeń pośrednich z programu rozprawy mocy.

### 3. Model matematyczny

Podstawowym celem zaprezentowanej metody jest znalezienie sumarycznej, maksymalnej mocy jednostek wytwórczych, jaką można przyłączyć do wybranej, rozpatrywanej grupy węzłów. Zmiennymi problemu optymalizacyjnego są poszukiwane moce źródeł wytwórczych, przyłączanych do wybranej, rozpatrywanej grupy węzłów. Wymiar problemu równy jest liczbie węzłów wybranych do analizy. W praktyce każde nowe przyłączone źródło powoduje powstanie dodatkowych strat mocy czynnej w sieci, do której jest przyłączone. Z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej najkorzystniejsza będzie sytuacja, gdy moc netto, o którą powiększy się bilans mocy tej sieci, osiągnie wartość największą. Wartość tej mocy można obliczyć jako różnicę pomiędzy sumaryczną mocą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci i strat mocy czynnej w sieci, wywołanych przyłączeniem tych jednostek.

Sformułowane w ten sposób zadanie można zapisać jako:

$$\max \left( \sum_{i=1}^n P_{di} - \Delta P_{dTotal} \right) \quad (1)$$

gdzie:

$P_{di}$  – moc przyłączonego źródła wytwórczego do węzła  $i$ ,  $n$  – liczba węzłów, do których przyłączone są źródła wytwórcze,  $\Delta P_{dTotal}$  – sumaryczne straty mocy czynnej w sieci, wywołane przyłączeniem  $n$  jednostek wytwórczych.

Równanie (1) pełni rolę funkcji celu. Dodatkowo, dzięki takiemu zapisowi, w trakcie optymalizacji minimalizowane będą również straty mocy czynnej w sieci, wywołane przyłączeniem  $n$  jednostek wytwórczych.

Dla prawidłowego procesu optymalizacji niezbędne jest sformułowanie zależności matematycznych, opisujących ograniczenia techniczne występujące w sieci rzeczywistej. Do najistotniejszych ograniczeń należą:

### 3.1. Ograniczenia przepustowości linii i transformatorów w sieci elektroenergetycznej

$$0 \leq I_j \leq I_{jdd} \quad \forall j = 1 \dots mi \quad (2)$$

gdzie:

$I_j$  – prąd obciążenia danej linii lub transformatora,  $I_{jdd}$  – dopuszczalny prąd obciążenia linii lub transformatora,  $mi$  – sumaryczna liczba linii i transformatorów dla rozpatrywanej sieci.

### 3.2. Ograniczenia dopuszczalnych poziomów napięć w węzłach sieci elektroenergetycznej

$$U_{kmin} \leq U_k \leq U_{kmax} \quad \forall k = 1 \dots mu \quad (3)$$

gdzie:

$U_k$  – wartość napięcia w węzle  $k$  sieci elektroenergetycznej,  $U_{kmin}$  – minimalna wartość napięcia w węzle  $k$  sieci elektroenergetycznej [15–17],  $U_{kmax}$  – maksymalna wartość napięcia w węzle  $k$  sieci elektroenergetycznej [15–17],  $mu$  – liczba węzłów dla rozpatrywanej sieci.

W praktycznych obliczeniach stanów pracy systemu elektroenergetycznego bardzo często zdarza się, że sieć dystrybucyjna danego operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) nie spełnia warunku  $n-1$  również dla przypadku pracy tej sieci bez przyłączonych, dodatkowych mocy wytwórczych. Z tego powodu już przed rozpoczęciem obliczeń optymalizacyjnych nie jest spełniony jeden (lub oba) z warunków opisanych równaniami (2) i (3). W takim przypadku konieczna jest korekta ograniczeń używanych w procesie optymalizacji. Odpowiednie elementy równań (2) i/lub (3) przyjmą wówczas postać:

$$0 \leq I_{jp} \leq I_{jp(n-1)} \quad (4)$$

$$\forall jp \subset \{\text{Przekroczenia } I \text{ dla } (n-1)\}$$

gdzie:

$I_{jp}$  – prąd obciążenia danej linii lub transformatora w stanach  $(n-1)$ ,  $I_{jp(n-1)}$  – dopuszczalny, skorygowany prąd obciążenia linii lub transformatora w stanach  $(n-1)$  {Przekroczenia  $I$  dla  $(n-1)$ } – zbiór linii i transformatorów, dla których wystąpiły przekroczenia wartości dopuszczalnych obciążeń w stanach awaryjnych pracy sieci, bez przyłączonych, dodatkowych mocy wytwórczych.

$$U_{kp(n-1)min} \leq U_{kp} \leq U_{kp(n-1)max} \quad (5)$$

$$\forall kp \subset \{\text{Przekroczenia } U \text{ dla } (n-1)\}$$

gdzie:

$U_{kp}$  – wartość napięcia w węzle  $k$  sieci elektroenergetycznej w stanach  $(n-1)$ ,  $U_{kp(n-1)min}$  – minimalna, skorygowana wartość napięcia w węzle  $k$  sieci elektroenergetycznej w stanach  $(n-1)$  [15–17],  $U_{kp(n-1)max}$  – maksymalna, skorygowana wartość napięcia w węzle  $k$  sieci elektroenergetycznej w stanach  $(n-1)$  [15–17], {Przekroczenia  $U$  dla  $(n-1)$ } – zbiór węzłów, dla których wystąpiły przekroczenia wartości dopuszczalnych napięć w stanach awaryjnych pracy sieci, bez przyłączonych dodatkowych mocy wytwórczych.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 131–138. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Dzięki korektom ograniczeń, opisanym równaniami (4) i (5), proces obliczeniowy sprowadza się do znalezienia sumarycznej, maksymalnej mocy jednostek wytwórczych, jaką można przyłączyć do wybranej, rozpatrywanej grupy węzłów, bez pogorszenia istniejącego stanu sieci. Z przeprowadzonych praktycznych obliczeń wynika, że lokalne przyłączenie dodatkowych jednostek wytwórczych ogranicza lub wręcz likwiduje opisanie wcześniej przeciążenia sieci w stanach awaryjnych ( $n-1$ ).

### 3.3. Ograniczenia dopuszczalnych poziomów prądów zwarciovych w węzłach sieci elektroenergetycznej

$$0 \leq I_{kzw} \leq I_{kzwmax} \quad \forall k = 1 \dots mu \quad (6)$$

gdzie:

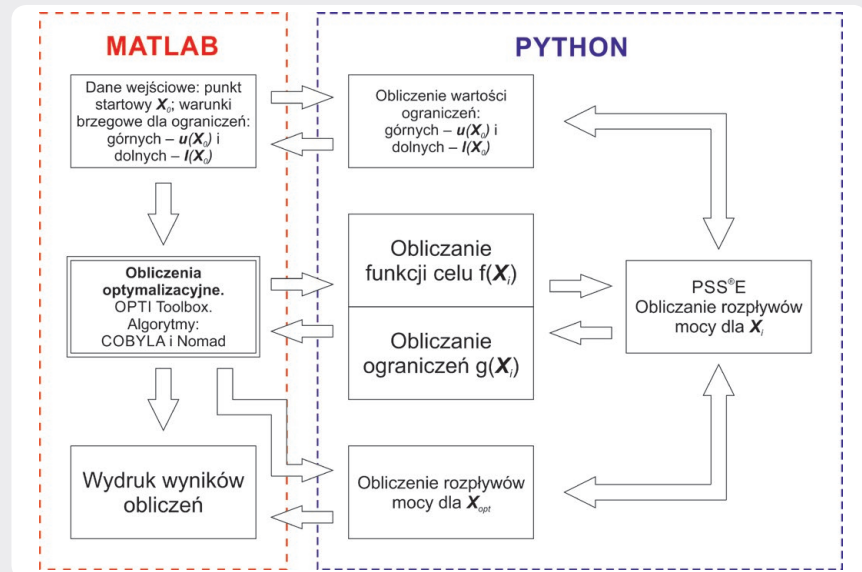
$I_{kzw}$  – wartość prądu zwarciovego w węźle  $k$  sieci elektroenergetycznej,  $I_{kzwmax}$  – maksymalna wartość prądu zwarciovego w węźle  $k$  sieci elektroenergetycznej.

W celu zachowania na niezmiennym poziomie bilansu mocy wytwórczych w całym systemie elektroenergetycznym moc wyznaczonych jednostek regulowanych korygowana jest o moc nowych, przyłączanych źródeł wytwórczych. Suma mocy nowych, przyłączanych źródeł wytwórczych odejmowana jest od mocy wyznaczonych jednostek regulowanych równomiernie, w proporcji do mocy tych jednostek. W praktyce, ze względu np. na mechanizmy rynkowe, nie należy jednak dopuszczać do całkowitego wyłączenia jednostek regulowanych. Ich regulacja powinna odbywać się w przedziale  $(P_{gen}, P_{min})$ . Dzięki temu zapewnione zostaną między innymi minimalne wymagania dotyczące regulacji napięć i stabilności całego systemu elektroenergetycznego. Warunki 3.1–3.3 [równania (2) – (6)] oraz korekta bilansu mocy sprawdzane są w każdym kroku obliczeniowym proponowanej metody. Schemat blokowy zaprezentowanej metody obliczeniowej, został przedstawiony na rys. 2.

### 4. Studium przypadku – przykłady obliczeniowe

W celu praktycznego przetestowania zaproponowanej metody zostały wykonane obliczenia na rzeczywistym, pełnym, nieliniowym modelu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Do rozważań wybrano wariant reprezentujący układ systemu dla szczytu letniego 2016 roku. Jest to model najbardziej reprezentatywny dla rozpatrywanego problemu, gdyż obciążalności elementów systemu (linii i transformatorów) przyjmują w tym modelu wartości najmniejsze, czyli przedstawiają sobą najgorsze warunki pracy systemu. Analizę przeprowadzono w Spółce Dystrybucyjnej – PGE Dystrybucja SA, Oddział Łódź-Teren.

W ramach rozpatrywanej spółki do porównań zostały wybrane dwie grupy węzłów koherentnych, dla których określono wartości dostępnych mocy przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja SA [2]:



Rys. 2. Schemat blokowy metody określania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN z wykorzystaniem optymalizacji typu *black-box*

1. Grupa Poddębice (Poddębice 1, Poddębice 2, Szadek)
2. Grupa Sochaczew (Sochaczew, Boryszew, Widok, Teresin, Bielnik, Żyrardów).

Do obliczeń został wykorzystany pełny, nieliniowy model Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Obliczenia wykonano na komputerze klasy PC, o następujących parametrach: procesor INTEL Core i7-4790K, 4GHz, 32GB RAM, system Windows 10. Obliczenia przeprowadzono za pomocą następujących programów obliczeniowych (licencje akademickie):

1. PSS<sup>®</sup>E v33.7 firmy Siemens PTI (program obliczający rozplyw mocy)
2. MATLAB R2015b (jako interfejs obliczeniowy)

oraz oprogramowań typu *open source* lub *freeware*:

1. OPTI Toolbox (zestaw algorytmów optymalizacyjnych dla MATLAB-a) [18]:
  - NLOPT v2.4.2 – algorytm COBYLA (*Constrained Optimization BY Linear Approximations*)
  - NOMAD v3.7.3 (*Mesh Adaptive Direct Search Algorithm*) [19–21]
2. Język programowania Python v2.7.10 (jako interfejs obliczeniowy).

Wszystkie algorytmy obliczeniowe były uruchamiane z wykorzystaniem ustawień domyślnych, zaproponowanych i standardowo ustawionych przez producenta oprogramowania. Do wszystkich obliczeń zastosowano dwa kryteria przerwania obliczeń:

- osiągnięcie dokładności obliczeń  $\varepsilon = 10^{-6}$  lub
- maksymalny czas obliczeń wynoszący 3600 s.

Obliczenia, których celem było znalezienie sumarycznej, maksymalnej mocy jednostek wytwórczych, jaką można przyłączyć do wybranej, rozpatrywanej grupy węzłów, były przeprowadzane dla następującej konfiguracji sieci:

- dla układu normalnego pracy sieci ( $n0$ )
- dla układów awaryjnych pracy sieci ( $n-1$ ).

Jako wynik końcowy przyjęto najmniejszą wartość mocy dołączanej, wynikającej z obu powyższych stanów pracy sieci.

Obliczenia w stanach awaryjnych ( $n-1$ ) zostały wykonane dla dwóch poziomów dopuszczalnych przeciążeń elementów systemu elektroenergetycznego (linii i transformatorów):

- brak przeciążenia elementów sieci (obciążenia max = 100% wartości znamionowych)
- dopuszczone 20-proc. przeciążenie elementów w stanach awaryjnych ( $n-1$ ) (obciążenia max = 120% wartości znamionowych).

Wszystkie obliczenia zostały wykonane dla dwóch wariantów:

- osobno dla każdego węzła wchodzącego w skład danej grupy
- łącznie dla całej grupy, czyli wszystkich węzłów wchodzących w skład grupy.

Dla przedstawionych powyżej założeń wykonano obliczenia, których wyniki zostały zestawione w tabelach:

### 5. Podsumowanie i wnioski

Przeprowadzone obliczenia i analizy wykazały możliwość wykorzystania metody optymalizacji typu *black-box* do określania zdolności przyłączeniowych węzłów dowolnej sieci zamkniętej NN. Zaprezentowane w artykule wyniki pozwalają na wyciągnięcie następujących wniosków szczegółowych:

- a. Analizy i obliczenia zdolności przyłączeniowych mogą być wykonywane przy użyciu pełnego, nieliniowego modelu polskiego KSE bez konieczności wprowadzania jakichkolwiek uproszczeń czy linearyzacji stosowanego modelu
- b. Metoda może być użyta dla dowolnej konfiguracji węzłów poddawanych analizie. Operator może sam określić skład takich grup węzłów, kierując się przy tym własnymi wytycznymi czy potrzebami



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 131–138. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Węzeł	Moc przyłączeniowa			Stan pracy systemu	Element decydujący o wartości mocy minimalnej	
	Wg [2]	Obliczenia				
		COBYLA	Nomad			
[–]	[MW]	[MW]	[MW]	[–]	[–]	
<b>Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 100%</b>						
PDB	–	44,102	44,102	(n-1)	Wyłączony trafo 400/110 kV w stacji Trębaczew	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 2 – Poddębice 1
POD	–	69,217	69,217	(n-1)	Wyłączona linia Poddębice 1 – Szadek	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 1 – Adamów
SDE	–	72,406	72,406	(n-1)	Wyłączona linia Szadek – Zduńska Wola	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 1 – Adamów
<b>Cała grupa</b>	<b>0</b>	<b>72,454</b>	<b>72,454</b>	(n-1)	Wyłączona linia Szadek – Zduńska Wola	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 1 – Adamów
<b>Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 120%</b>						
PDB	–	44,250	44,250	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 2 – Poddębice 1
POD	–	82,006	82,006	(n-1)	Wyłączona linia Poddębice 1 – Szadek	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (120%) linii Poddębice 1 – Adamów
SDE	–	85,103	85,103	(n-1)	Wyłączona linia Szadek – Zduńska Wola	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (120%) linii Poddębice 1 – Adamów
<b>Cała grupa</b>	<b>0</b>	<b>85,232</b>	<b>85,233</b>	(n-1)	Wyłączona linia Szadek – Zduńska Wola	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (120%) linii Poddębice 1 – Adamów

Tab. 1. Wartości dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do węzłów grupy Poddębice

Węzeł	Moc przyłączeniowa			Stan pracy systemu	Element decydujący o wartości mocy minimalnej	
	Wg [2]	Obliczenia				
		COBYLA	Nomad			
[–]	[MW]	[MW]	[MW]	[–]	[–]	
<b>Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 100%</b>						
BIE	–	128,145	128,145	(n-1)	Wyłączona linia Grodzisk – Sochaczew	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Bielnik – Teresin
BRS	–	71,777	71,777	(n-1)	Wyłączona linia Boryszew – Widok	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Boryszew – Sochaczew
SOC	–	206,123	206,123	(n-1)	Wyłączona linia Błonie – Sochaczew	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Grodzisk – Sochaczew
TER	–	134,285	134,285	(n-1)	Wyłączona linia Bielnik – Teresin	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Sochaczew – Teresin
WDK	–	73,130	73,130	(n-1)	Wyłączona linia Skierniewice – Widok	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Boryszew – Widok
ZYR	–	46,863	46,863	(n-1)	Wyłączona linia Sochaczew – Żyrardów	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Mszczonów – Żyrardów
<b>Cała grupa</b>	<b>120</b>	<b>220,994</b>	<b>221,714</b>	(n-1)	Wyłączona linia Błonie – Sochaczew	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Grodzisk – Sochaczew i Mszczonów – Żyrardów
<b>Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 120%</b>						
BIE	–	129,123	129,123	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Bielnik – Teresin
BRS	–	84,492	84,492	(n-1)	Wyłączona linia Boryszew – Widok	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (120%) linii Boryszew – Sochaczew
SOC	–	263,137	263,137	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Grodzisk – Sochaczew
TER	–	144,581	144,581	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Sochaczew – Teresin
WDK	–	81,661	81,661	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Boryszew – Widok
ZYR	–	54,929	54,928	(n-1)	Wyłączona linia Sochaczew – Żyrardów	Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (120%) linii Mszczonów – Żyrardów
<b>Cała grupa</b>	<b>120</b>	<b>279,135</b>	<b>277,962</b>	n0		Osiągnięte dopuszczalne obciążenie (100%) linii Grodzisk – Sochaczew i Mszczonów – Żyrardów

Tab. 2. Wartości dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do węzłów grupy Sochaczew

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 131–138. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Element bilansu mocy przyłączeniowych		COBYLA	Nomad
		[MW]	[MW]
<b>Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 100%</b>			
Moc netto dodana do sieci		71,618	71,618
$\Delta P$ wynikająca z przyłączenia źródeł		0,836	0,836
<b>Suma mocy przyłączanych</b>		<b>72,454</b>	<b>72,454</b>
Węzły grupy	PDB	4,446	3,904
	POD	64,826	65,361
	SDE	3,181	3,189
<b>Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 120%</b>			
Moc netto dodana do sieci		83,701	83,700
$\Delta P$ wynikająca z przyłączenia źródeł		1,531	1,533
<b>Suma mocy przyłączanych</b>		<b>85,232</b>	<b>85,233</b>
Węzły grupy	PDB	4,311	8,376
	POD	77,651	73,298
	SDE	3,270	3,558

Tab. 3. Rozkład mocy źródeł wytwórczych pomiędzy węzłami grupy Poddebice

Element bilansu mocy przyłączeniowych		COBYLA	Nomad
		[MW]	[MW]
<b>Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 100%</b>			
Moc netto dodana do sieci		219,287	219,287
$\Delta P$ wynikająca z przyłączenia źródeł		1,707	2,427
<b>Suma mocy przyłączanych</b>		<b>220,994</b>	<b>221,714</b>
Węzły grupy	BIE	32,604	71,030
	BRS	33,707	30,589
	SOC	33,249	21,035
	TER	36,641	30,220
	WDK	35,851	19,897
	ZYR	48,942	48,942
<b>Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 120%</b>			
Moc netto dodana do sieci		276,14	276,14
$\Delta P$ wynikająca z przyłączenia źródeł		2,996	1,822
<b>Suma mocy przyłączanych</b>		<b>279,135</b>	<b>277,962</b>
Węzły grupy	BIE	44,749	15,422
	BRS	44,017	15,710
	SOC	47,889	172,73
	TER	48,172	14,624
	WDK	45,283	10,450
	ZYR	49,027	49,027

Tab. 4. Rozkład mocy źródeł wytwórczych pomiędzy węzłami grupy Sochaczew

- c. Zaproponowana metoda pokazuje możliwości uwzględniania w obliczeniach wszelkich ograniczeń istotnych z punktu widzenia poprawnej pracy systemu, takich jak: dopuszczalne poziomy napięć, dopuszczalne obciążenia linii, maksymalne moce zwarciove w węzłach sieci czy stany awaryjne ( $n-1$ ) pracy systemu
- d. Dzięki zastosowaniu proponowanej metody możliwe jest określenie neuralgicznych elementów sieci, których

- nieodstateczna obciążalność stanowi największą przeszkodę w przyłączeniu dodatkowych mocy wytwórczych. Dzięki temu operator może w prosty sposób określić „wąskie gardła” swojej sieci
- e. Wyniki uzyskiwane z wykorzystaniem zaproponowanej metody pokazują bardziej realne możliwości przyłączania nowych mocy wytwórczych przy aktualnej konfiguracji KSE i są znacznie korzystniejsze dla potencjalnych inwestorów niż

wyniki otrzymane za pomocą metody węzłów koherentnych. Wykazane niezgodności co do wartości mocy, podawanych oficjalnie przez operatora w [2], potwierdzały wielokrotnie ekspertyzy wykonywane w ramach przeprowadzanych procedur przyłączeniowych dla OZE

f. W przypadku posiadania przez operatora programu rozplywowego (co w praktyce często ma miejsce) zaproponowana metoda jest bardzo tania w implementacji. Opiera się ona na algorytmach optymalizacyjnych typu *open source* lub *freeware*, a jedynym warunkiem jej poprawnego działania jest możliwość uzyskiwania obliczeń pośrednich z programu rozplywowego. Zastosowany program MATLAB (jako interfejs obliczeniowy) może zostać w pełni zastąpiony procedurami napisanymi np. w języku Python.

Uwagi dotyczące interpretacji wyników obliczeń:

- a. Oba testowane algorytmy optymalizacyjne potwierdziły swoją przydatność do rozwiązania zaprezentowanego problemu
- b. W przypadku określania mocy maksymalnych dla pojedynczych węzłów wyniki otrzymane za pomocą obu algorytmów są jednakowe
- c. W przypadku określania mocy maksymalnych dla grup węzłów wyniki dla danej grupy, otrzymane za pomocą obu algorytmów, są jednakowe, jednak rozkład mocy pomiędzy poszczególne węzły danej grupy może być inny. W obecnej formie, przy zastosowaniu jedynie ograniczeń opisanych równaniami (2)–(6), nie jest możliwy jednoznaczny, jednakowy rozdział mocy pomiędzy węzły danej grupy, przy stosowaniu obu algorytmów obliczeniowych
- d. Przeprowadzone obliczenia potwierdziły, że moc netto, o którą powiększa się bilans mocy rozpatrywanej sieci, jest w niektórych przypadkach większa dla mniejszych wartości mocy przyłączanych jednostek wytwórczych. Dzieje się tak za sprawą lepszej alokacji mocy pomiędzy rozpatrywane węzły i uzyskaniu dzięki temu mniejszych strat mocy czynnej, wywołanych przyłączeniem tych jednostek.

## 6. Kierunki przyszłych badań

Zaproponowana metoda, dzięki swojej otwartej strukturze, może być w przyszłości rozwijana i udoskonalana bez konieczności ingerowania np. w skomplikowane programy rozplywowe. Do najistotniejszych kierunków dalszych prac rozwojowych można zaliczyć:

- a. Testowanie nowych algorytmów obliczeniowych zwiększających prędkość działania i dokładność opisywanej metody
- b. Określenie dodatkowych warunków ograniczających, które doprowadzą do jednoznacznego rozdziału mocy pomiędzy węzły rozpatrywanego obszaru
- c. Wyeeliminowanie oprogramowania komercyjnego (MATLAB) z procesu obliczeniowego, poprzez stworzenie procedur w języku Python i realizacja całej metody w oparciu o to środowisko.
- Wszystkie przyszłe prace, również te wymienione powyżej, powinny koncentrować się na stworzeniu w pełni niezależnego,



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 131–138. When referring to the article please refer to the original text.

PL

darmowego narzędzia obliczeniowego, które mogłoby być zintegrowane z dowolnym programem obliczania rozpiętów.

### Bibliografia

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z 1997 r., nr 54, poz. 348, z późn. zm.
2. Informacja o dostępnych mocach przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu znamionowym powyżej 1 kV (zaktualizowana za III kw. 2016 r.), PGE Dystrybucja S.A., Biuro Zarządzania Rozwojem Sieci, Lublin [online], <http://www.pgedystrybucja.pl/dystrybucja/dla-klienta/procedury-przylaczeniowe/informacje-o-dostepnych-mocach-przylaczeniowych> [dostęp: 13.03.2017].
3. Bajor M., Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacjach wysokiej generacji wiatrowej, Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata, 8–10 czerwca 2011, t. IV, s. 11–15.
4. Bajor M., Jankowski R., Widelski G., Area-Wide Management of a Significant Wind Generation as a Way to Ensure a Safe Grid Operation, *Acta Energetica* 2014, No. 3/20, s. 17–22.
5. Sobierajski M., Rojewski W., Stabosz S., Metoda liniowej optymalizacji dopuszczalnej generacji wiatrowej w węzłach sieci przesyłowej, *Acta Energetica* 2011, No. 2/7, s. 55–55.
6. Kocot H., Zdolności przyłączeniowe węzłów dystrybucyjnej sieci 110 kV, Konferencja Electrical Power Networks – EPNet 2016, 19–21 września 2016, Szklarska Poręba.
7. Korab R., Zdolności przyłączeniowe krajowej sieci 400 i 220 kV, *Elektroenergetyka: Współczesność i Rozwój* 2010, nr 2–3 (4–5), s. 46–54.
8. Kacejko P., Pijarski P., Ocena możliwości przyłączeniowych krajowej sieci przesyłowej planowanej na lata 2020–2025 w kontekście prawdopodobnych scenariuszy budowy nowych jednostek wytwórczych, *Rynek Energii* 2013, nr 2, s. 42–47.
9. Przygodzki M. i in., Ocena zdolności przyłączeniowych Krajowego Systemu Przesyłowego w perspektywie długoterminowej, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, nr 7, s. 123–126.
10. Momoh J.A., Electric Power System Applications of Optimization, Second Edition, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009.
11. Soliman S.A.-H., Mantawy A.-A.H., Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems, Springer, doi: 10.1007/978-1-4614-1752-1, 2012.
12. Wędzik A., Siewierski T., Szypowski M., The use of „Black-box” optimization method for determination of connection capacity in electric power grid, *Applied Energy* 2017 [w recenzji].
13. Davis E.F., Modeling and optimization of process engineering problems containing black-box systems and noise, PhD dissertation, New Brunswick, New Jersey, October 2008.
14. Schaul T., Studies in Continuous Black-box Optimization, Technische Universität München, PhD dissertation, 2011.
15. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. z 2007 r., nr 93, poz. 623, z późn. zm.
16. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, PSE – Operator S.A., Wersja 2.0. z 15 grudnia 2011 r. [Tekst obowiązujący od dnia: 1 maja 2016 r.].
17. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, PGE S.A., 2013 [Tekst jednolity obowiązujący od dnia: 1 października 2016 r.].
18. Currie J., Wilson D.I., OPTI: Lowering the Barrier Between Open Source Optimizers and the Industrial MATLAB User, Savannah, Georgia, USA, 8–11 January 2012.
19. Abramson M.A. i in., The NOMAD project [online], <https://www.gerad.ca/nomad/> [dostęp: 13.03.2017].
20. Audet C., Dennis Jr. J.E., Mesh Adaptive Direct Search Algorithms for Constrained Optimization, *SIAM Journal on Optimization* 2006, No. 17/1, doi: 10.1137/040603371, s. 188–217.
21. Digabel Le S., Algorithm 909: NOMAD: Nonlinear Optimization with the MADS algorithm, *ACM Transactions on Mathematical Software* 2011, No. 37/4, s. 1–15.

### Andrzej Wędzik

dr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: [andrzej.wedzik@p.lodz.pl](mailto:andrzej.wedzik@p.lodz.pl)

Absolwent Politechniki Łódzkiej. Od 1986 roku pracuje na swojej macierzystej uczelni w Instytucie Elektroenergetyki, obecnie na stanowisku adiunkta. Jego działalność naukowo-badawcza koncentruje się na zagadnieniach związanych z energią odnawialną, prawem energetycznym, rynkiem energii i optymalizacją. Od 2007 roku jest przewodniczącym Centralnej Sekcji Energetyki Odnawialnej i Ochrony Środowiska SEP.