

# Generation Level Matching to the Transmission Capability of Overhead Lines

## Authors

Piotr Kacejko  
Paweł Pijarski

## Keywords

wind farm, overhead lines

## Abstract

The article presents a new algorithm for real-time current overload clearance in power lines. It combines an optimization method with a method of load flow tracing, which may seem a little futuristic, but it enables effective clearance of the effects of exceeded allowed transmission capability. The algorithm is meant for cyclical determination of such an allowed instantaneous value of generated power in each wind farm that makes possible to clear the overload having all the grid constraints satisfied.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013104**

## 1. Introduction

Over the recent few years, a rapidly increasing number of Polish investors have sought the connection of small generation sources, mainly wind farms of various power ratings, to the electrical grid. Such sources are turbulent and not entirely predictable, but they relatively quickly respond to a signalled change in the generated power. Connection of several or more sources over the area of a given grid can involve the occurrence of overloads in branches (lines and/or transformers) located in their vicinity or at some distance. Hence, a question arises of how to online clear the effects of exceeded branch capacity limits.

One good solution is to optimize the grid operation by maximizing the total power that may be generated in selected nodes (taking into account the privileged position of renewables) at the grid constraints fully met. There are several ways to do that. First, a DC method for load flow calculation can be applied. For each branch, linear dependences between the current in a selected element and a vector of power input to the given grid nodes (and of their power output as well) can be determined and optimized using e.g. the simplex method [1, 2, 3, 4]. Another, more accurate approach involves the use of heuristic optimization algorithms [5, 6], and determination of the maximum instantaneous power values for selected grid nodes in a given state of grid operation, using any method for determining the load flow.

However, those both approaches have their drawbacks. The DC method neglects reactive power flow in the optimization calculations. The heuristic methods yield good accuracy of the solution, but the calculations are excessively time-consuming.

An alternative approach, which combines features of the both

above mentioned methods, that is calculation speed of the linear approach with the accuracy of the heuristic approach, is the application of a single-step method for tracing power flows [7]. This method is discussed in the presented article.

## 2. Method of active power flow tracing

The method of active power flow tracing makes possible to control power generated in selected sources, and thereby to determine the impact of their generation on the loads in individual branches. Thus, it is possible to identify power plants that are accountable for the power flow in a selected line or transformer. This method was introduced to power engineering in the 1990s. [8, 9]. Its authors have presented a hypothetical example of colouring water of various streams that flow into one main river bed with different hues, then filtering the mixed water downstream the river and analysing its colour in order to determine the share of individual streams in the overall flow.

Using assumptions of the power flow tracing method, the gross power (if power losses are neglected) in the analysed branch  $i-l$  can be determined from the formula [9]:

$$P_{il}^{br} \approx \frac{P_{il}}{P_i^{\rightarrow}} \cdot \sum_{k \in N} \hat{a}_{wik} \cdot P_{Gk}, \quad i \in N, l \in \alpha_i^u \quad (1)$$

where:

$\hat{a}_{wik}$  - element  $(i, k)$  of the matrix  $\mathbf{A}_U^{-1}$ ,  $\mathbf{A}_U$  - "counter current" distribution matrix determined based on the known power flows, while individual items of the matrix are determined from the formula [9]:

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, & i = j \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_j^{\Rightarrow}}, & j \in \alpha_i^u, P_j^{\Rightarrow} \neq 0 \\ 0, & \text{in other cases} \end{cases} \quad (2)$$

$P_{ij}$  – active power in the branch  $ij$  (from the node  $j$ )  
 $P_{Gk}$  – active power generated in the node  $k$   
 $P_j^{\Rightarrow}$  – active power flow in the node  $j$   
 $P_{il}$  – active power in the branch  $i-l$  (from the node  $l$ )

Using the above expression and the below formula, a coefficient that determines load of the branch  $i-l$  from the source located in the node  $k$  (share ratio) can be calculated:

$$u_{il,k} = \frac{P_{il}^{\text{br}}}{P_i^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{wik} \quad (3)$$

It should be noted that the node  $k$ , where the source is connected, does not have a direct topological link with the branch  $i-l$ .

By analysing all sources connected to the considered grid, for each source its share of the load flow in a given branch can be obtained. Using the “colouring” concept of the flow tracing method [8, 9], the load-flow share of each source is given its characteristic hue.

If each source is assigned its characteristic colour and a given line contains the same colour, it means that its load depends on that particular source. The assumed distribution of generation in sources contributes to their varied uses of grid branches. It has been found that flows in individual lines not necessarily depend on all sources. Which of the sources and how much it loads a given line depends on the grid configuration, generated power, and the point of its connection. Any change in the power generated by a selected source (sources) alters the way they affect power flows in individual lines.

### 3. Method of iterative power flow tracing

The power flow tracing method makes possible to identify a source that is the most accountable for the load in a given line. However, it is not self-evident that once the power generated in this source gets reduced, the load flows will change so that the line gets effectively relieved (they say that a grid satisfies the Kirchhoff's laws rather than decisions of its operator). It can happen that an opposite effect occurs and namely that the load of an analysed line will increase upon the change of power flow in the grid. The power loss resulting from reduced generation in a given a power plant can be supplemented by the power injected by other sources or the balancing node, which ultimately can deteriorate the power flow condition. Another effect of such a reduction can be an overload of another branch (or other branches) that have not been overloaded before. Thus, if a line is to be effectively relieved, the flow tracing method should be adequately supplemented. This paper presents a modification of this method. Generally, it consists in the assumption that the coefficients described by formula (3) (share ratios) are constant only in the environment of the considered grid state and in assuming an iterative approach. The main objective of this method is an adequate response (of the grid operator, and eventually

of automatic power control systems), when the allowed load limits of grid branches in the monitored area get exceeded. The method is based on share ratios calculated by the power flow tracing method. It has been assumed that the factors are constant within a certain limited range of changes in the active power generated in the sources that are the most accountable for the loading of a given branch.

Power flows in branches  $i-l$ ,  $s-t$  and  $m-n$  in their overload condition can be represented by the following formulas [7]:

$$P_{il} = \frac{P_{il}^{\text{br}}}{P_i^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{ui1} \cdot P_{G1} + \frac{P_{il}^{\text{br}}}{P_i^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{ui2} \cdot P_{G2} + \dots + \frac{P_{il}^{\text{br}}}{P_i^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{uiN_G} \cdot P_{G_{N_G}} \quad (4)$$

$$P_{st} = \frac{P_{st}^{\text{br}}}{P_s^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{us1} \cdot P_{G1} + \frac{P_{st}^{\text{br}}}{P_s^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{us2} \cdot P_{G2} + \dots + \frac{P_{st}^{\text{br}}}{P_s^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{usN_G} \cdot P_{G_{N_G}} \quad (5)$$

$$P_{mn} = \frac{P_{mn}^{\text{br}}}{P_m^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{um1} \cdot P_{G1} + \frac{P_{mn}^{\text{br}}}{P_m^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{um2} \cdot P_{G2} + \dots + \frac{P_{mn}^{\text{br}}}{P_m^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{umN_G} \cdot P_{G_{N_G}} \quad (6)$$

The overload makes it necessary to reduce power of the sources' by a total value  $\Delta P$ , so that the power flow in the overloaded lines got reduced (by  $\Delta P_{il}$ ,  $\Delta P_{st}$ ,  $\Delta P_{mn}$ , respectively) to the values that can clear all those overloads. At the same time, because of legal and commercial constraints, the power reduction  $\Delta P$  should be kept at the minimum within in the considered area.

By selecting in each source an adequate power value for the reduction purposes, formulas (4, 5, 6) for the no-overload state (after the reduction) can be written as follows [7]:

$$P'_{il} = \frac{P_{il}^{\text{br}}}{P_i^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{ui1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{il}^{\text{br}}}{P_i^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{uiN_G} \cdot (P_{G_{N_G}} - \Delta P_{G_{N_G}}) \quad (7)$$

$$P'_{st} = \frac{P_{st}^{\text{br}}}{P_s^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{us1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{st}^{\text{br}}}{P_s^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{usN_G} \cdot (P_{G_{N_G}} - \Delta P_{G_{N_G}}) \quad (8)$$

$$P'_{mn} = \frac{P_{mn}^{\text{br}}}{P_m^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{um1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{mn}^{\text{br}}}{P_m^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{umN_G} \cdot (P_{G_{N_G}} - \Delta P_{G_{N_G}}) \quad (9)$$

The no overload condition is met, when the following dependences occur:

$$P'_{il} \leq P_{il(dop)} \quad (10)$$

$$P'_{st} \leq P_{st(dop)} \quad (11)$$

$$P'_{mn} \leq P_{mn(dop)} \quad (12)$$

The total power output reduction is given by the formula:

$$\Delta P = \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \dots + \Delta P_{G_{N_G}} \quad (13)$$

The analysed issue can be considered as a linear optimization task with constraints, where the objective function takes the following form [7]:

$$F_c = \min(\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \dots + \Delta P_{G_{N_G}}) \quad (14)$$

Theoretically, power flow in a given line (lines) depends on all sources in the analysed grid. It is also the case of the method discussed in this article. The generation output reduction applies only to selected sources (wind farms) of the analysed grid area. As some of them can have zero-value share ratios, their number can be reduced and the index "NZ" can be added at individual components of the formulas (13) and (14). It should be remembered that when the generated power of

individual sources changes their share ratios of can change as well. The core of the flow tracing method consists in the use of power values obtained from a non-linear analysis of the power system, hence the application of its results in the above described linear optimization process involves some simplifications that are next compensated in the subsequent iterations. Fig. 1 presents an algorithm to realize the process of the branch overload clearance by means of the discussed method [7].

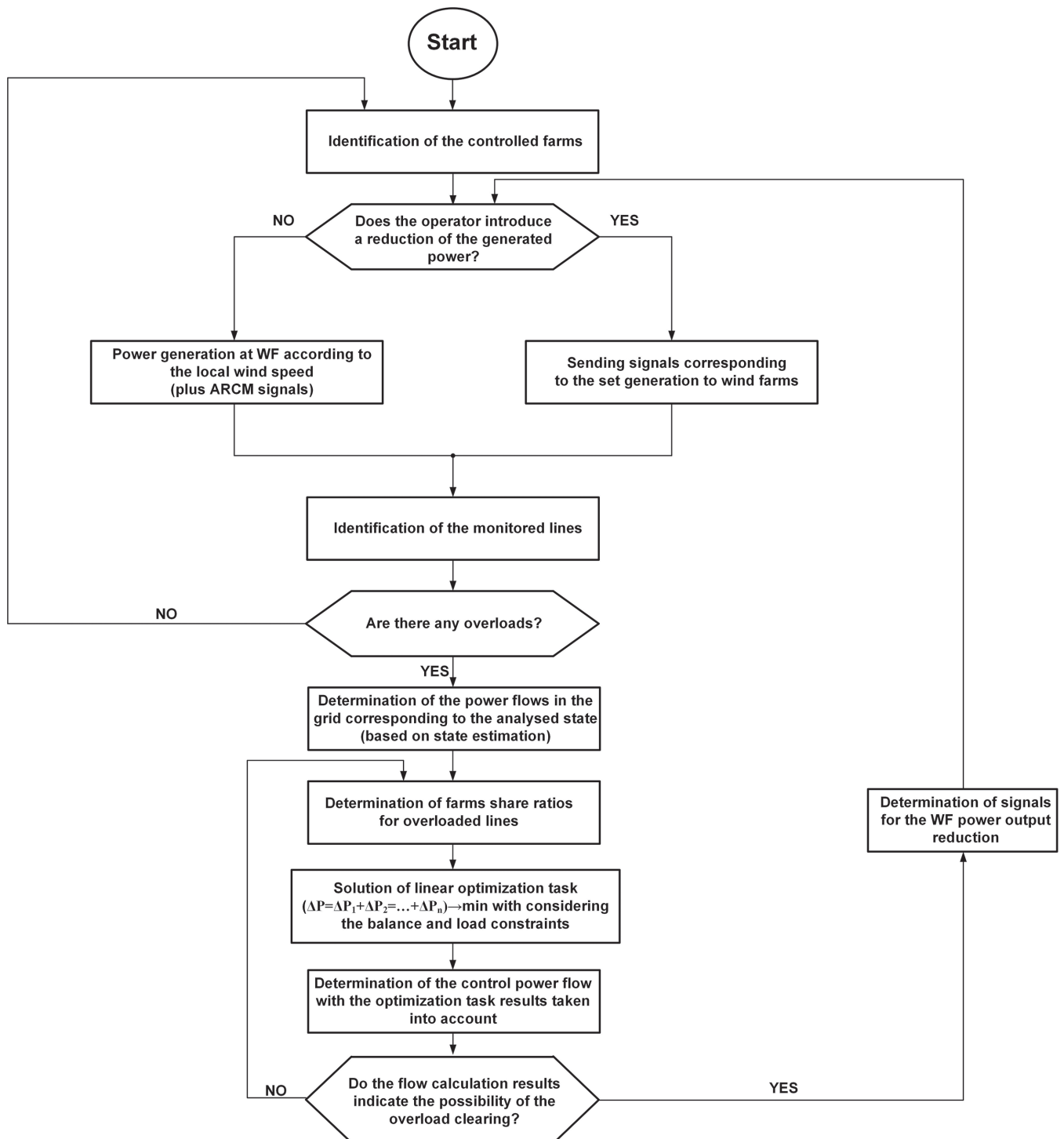


Fig. 1. Block diagram of the algorithm for clearance of exceeded allowed load capacity limits [7]

The above problem can be solved with the application of a software for determining load flows in the grid. In the case of research discussed in this paper it has been PowerWorld version 13. The software has the SimAuto add-on that makes possible the connection to external applications (Matlab, Excel, Delphi), mainly to perform load flow calculations. In order to solve the optimization task, the Matlab environment has been used, in which a script was written to enable the connection with the SimAuto add-on of the PowerWorld software.

#### 4. Results for the CIGRE test grid

The testing has been performed for the CIGRE test grid. The CIGRE test grid consists of 12 generators, 17 nodes, 19 lines, and two auto-transformers. A diagram of the grid is shown in the figure below. Conventional sources are marked in yellow, and wind farms in red.

The basic state of the grid is characterized by the occurrence of overloads in five branches – four lines and a transformer (Fig. 3), which is shown by percentage load rates of particular branches (red and green circles over and aside the branches). The total power generated by wind farms has been of 750 MW.

For such a grid condition, calculations have been performed to determine share ratios for six sources (wind farms) and then to perform linear optimization in order to clear overloads in the branches. Results of the calculations are shown in Fig. 4. In one

No.	Branch code	Start node	End node	In/Sn(A/ MVA)	Branch type
1	LIN10	ZAL212	BOR212	515	line
2	LIN11	BOR212	KUL212	515	line
3	LIN12	BOR212	URS212	515	line
4	LIN13	NAR211	BRZ211	515	line
5	LIN2	URZ211	ZAL212	515	line
6	LIN20	URZ111	BUJ111	205	line
7	LIN21	BUJ111	WAN111	320	line
8	LIN22	WAN111	KOW111	205	line
9	LIN23	KOW111	LAG111	205	line
10	LIN24	LAG111	ZLP111	205	line
11	LIN25	ZLP111	CHO111	320	line
12	LIN26	CHO111	WOL111	320	line
13	LIN27	WOL111	URZ111	320	line
14	LIN28	URZ111	LAG111	205	line
15	LIN4	URZ211	BRZ211	515	line
16	LIN6	ZAL212	LAG211	515	line
17	LIN7	LAG211	KUL212	515	line
18	LIN8	LAG211	UJA212	515	line
19	LIN9	LAG211	NAR211	515	line
20	TRA-2	URZ211	URZ111	160	transformer
21	TRA-1	LAG211	LAG111	250	transformer

Tab. 1. A list of branches in the test grid, together with their current (power) load capacity limits

No.	Source type	Pg, MW	Pgmax, MW	Un, kV	Code
1	WF	115	115	110	BUJ-G1
2	WF	100	100	110	WAN-G1
3	WF	125	125	110	KOW-G1
4	WF	150	150	110	WOL-G1
5	WF	120	120	110	CHO-G1
6	WF	140	140	110	ZLP-G1
7	Conventional	0	630	220	B02-G1
8	Conventional	169	250	220	B3H-G1
9	Conventional	139	210	220	B07-G1
10	Conventional	179	250	220	B06-G1
11	Conventional	169	250	220	B05-G1
12	Conventional	199	250	220	B4H-G1

Tab. 2. A list of sources in the test grid, together with their active power outputs

No.	Source type	Pg, MW	Pgmax, MW	Un, kV	Code
1	WF	101,5	115	110	BUJ-G1
2	WF	100	100	110	WAN-G1
3	WF	79	125	110	KOW-G1
4	WF	121	150	110	WOL-G1
5	WF	54	120	110	CHO-G1
6	WF	138	140	110	ZLP-G1
7	Conventional	0	630	220	B02-G1
8	Conventional	204	250	220	B3H-G1
9	Conventional	169	210	220	B07-G1
10	Conventional	214	250	220	B06-G1
11	Conventional	203,5	250	220	B05-G1
12	Conventional	220	250	220	B4H-G1

Tab. 3. A list of sources in the test grid, together with optimal values of the active power output

iteration a no-overload condition has been obtained for the grid, which shows that efficiency of the method is very high. The total wind farm power output has been reduced by 156.5 MW. This is the smallest possible reduction that results in effective relieving of the overloaded elements. Power losses in the wind farms have been compensated by conventional sources, so as to maintain power balance in the grid (Tab. 3).

The modified (by using an iterative process) power flow tracing method combines the advantages of a nonlinear approach (share ratios are calculated based on load flow calculations with the application of the Newton's method) and of the linear approach (procedure divided into iterative steps, linear method for the distribution of power to be reduced). Owing to its advantageous characteristics (low complexity, operating speed and accuracy), the presented method can be used online.

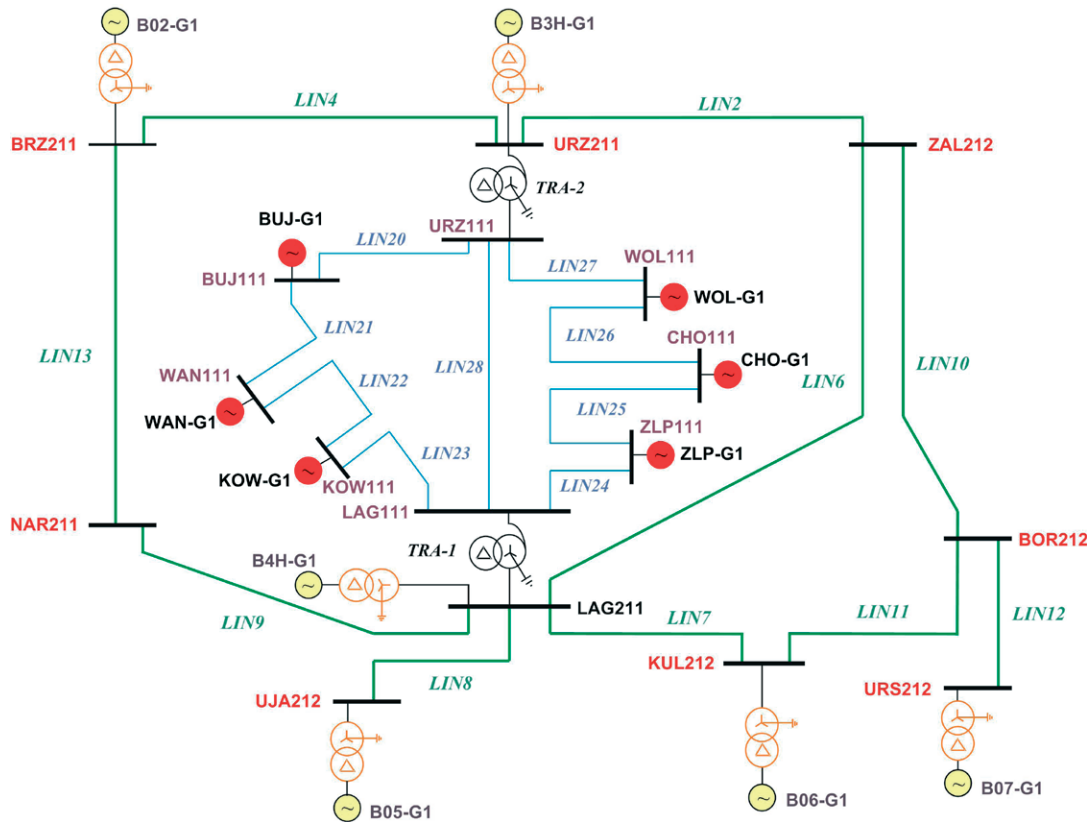


Fig. 2. CIGRE test grid diagram

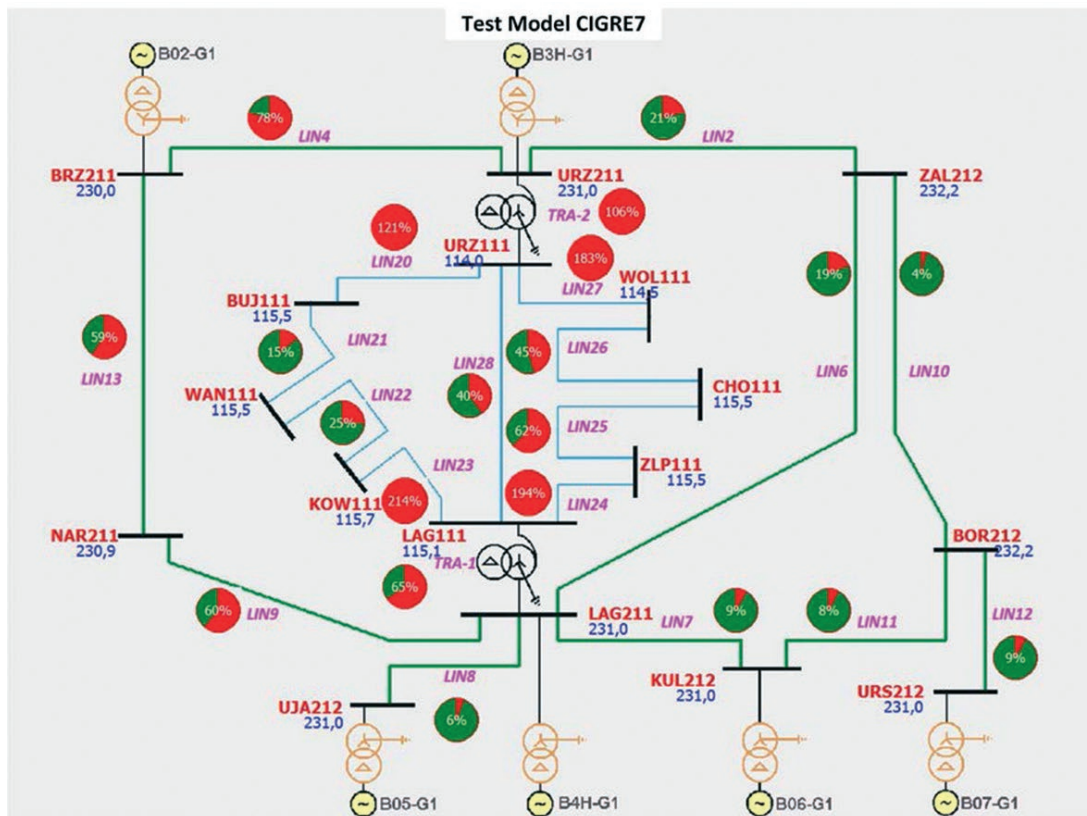


Fig. 3. Basic state of the CIGRE test grid

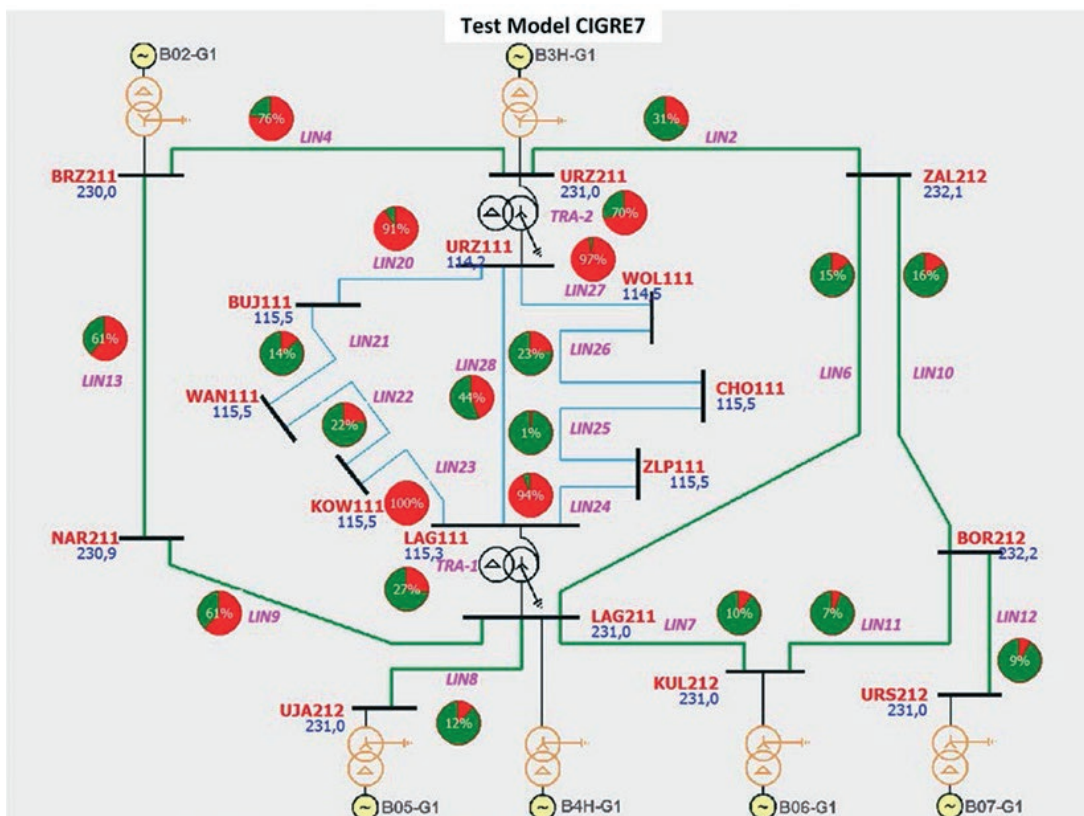


Fig. 4. The CIGRE test grid condition after having performed the optimization calculations

## 5. Conclusions

Development of the power industry, ever increasing number of loads of varied time characteristics, as well as the generation sources impose the need for new flexible and adaptive methods for real-time control of the electric power system operation. Old and sometimes worn-out elements of the system are not upgraded or replaced in time, which adversely affects the grid operation safety. Therefore, it is necessary to look for other ways to deal with the occurrence of hazardous conditions as in the case, when the allowed load capacity limits get exceeded. It is obvious that capacity of a given grid is limited for technological reasons, nonetheless it can be gradually developed. Although, not always it is related with the connection of new facilities, it indirectly affects such a need. This paper deals with that subject scope. It offers a method that today may seem a little futuristic but it makes possible to effectively match the generated power to the electric grid transmission capacity with the grid constraints fully met. Perhaps, soon it will become quite common to apply advanced mathematical methods to foresee possible hazards of the future and eliminate them.

## REFERENCES

1. Kacejko P., Pijarski P., Optymalizacja rozdziału ograniczeń mocy źródeł przyłączonych do sieci zamkniętej w warunkach przekroczenia obciążalności jej elementów [Optimization of the output power constraints for sources connected to a closed grid under the overload

- condition of its elements] Sieci 2008, 10–12 September 2008, Szklarska Poręba.
2. Kacejko P., Pijarski P., Przyłączenie farm wiatrowych – ograniczenia zamiast przewymiarowanych inwestycji [Grid connection of wind farms – reasonable constraints instead of oversized investments] *Rynek Energii*, February 2009, No. 1 (80), pp. 10–15.
3. Amborski K., Podstawy metod optymalizacji [Basics of Optimization Methods], Warsaw 1980.
4. Stadnicki J., Teoria i praktyka rozwiązywania zadań optymalizacji [Theory and practice of optimization task solving], WNT, Warsaw 2006.
5. Michalewicz Z., Fogel D.B., Jak to rozwiązać, czyli nowoczesna heurystyka [How to solve it or the modern heuristics], WNT, Warsaw 2006.
6. Trojanowski K., Metaheurystyki praktycznie [Metaheuristics in practice], Warsaw 2005.
7. Pijarski P., Algorytm dynamicznego dopasowania poziomu mocy generowanej do możliwości przesyłowych linii elektroenergetycznych [An Algorithm for Dynamic Fitting of the Generation Level to the Transmission Capacity of Overhead Lines], doctoral thesis, Lublin University of Technology 2011.
8. Białek J.W., Tracing the flow of electricity, *IEE Proc.–Gener. Transm. Distrib.*, July 1996, Vol. 143, pp. 313–320.
9. Ziemiński S., Modele matematyczne alokacji strat przesyłu mocy metodami śledzenia przepływów mocy czynnej i biernej [Mathematical models of transmission loss allocation by active and reactive power flow tracing methods], Warsaw University of Technology, *Prace Naukowe Elektryka*, Vol. 127, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warsaw 2003.

---

### **Piotr Kacejko**

Lublin University of Technology

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Lublin University of Technology and has been an employee there since 1979. The author was awarded his post-doctoral degree at the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology in 1999, and the title of professor in 2006. He conducts research in the field of power system analyses. He is the author of numerous scientific research studies and publications in this field. He now focuses on the impact of distributed generation sources on the power grid.

### **Paweł Pijarski**

Lublin University of Technology

e-mail: p.pijarski@pollub.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering and IT at Lublin University of Technology (2004). In October 2005 he joined the Department of Electrical Grids and Protections as an assistant researcher/lecturer. He completed his Ph.D. degree in 2012. His research interests are related to the sensitivity of overhead power lines to changes in various sources' output powers, power flow optimization, and heuristic optimization methods. He has co-authored several articles and studies devoted to this subject.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 43–49. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Dopasowanie poziomu mocy generowanej do możliwości przesyłowych linii elektroenergetycznych

### Autorzy

Piotr Kacejko  
Paweł Pijarski

### Słowa kluczowe

farma wiatrowa, linie elektroenergetyczne

### Streszczenie

W artykule przedstawiono nowy algorytm likwidowania przeciążeń prądowych linii elektroenergetycznych w trybie rzeczywistym. Polega on na połączeniu metody optymalizacyjnej z metodą śledzenia przepływów mocy, być może nieco futurystyczną, ale pozwalającą skutecznie wyeliminować powstałe przekroczenia dopuszczalnej przepustowości linii. Zadaniem tego algorytmu jest wyznaczenie cyklicznie takiej dopuszczalnej wartości chwilowej mocy generowanej w każdej farmie wiatrowej, aby wyeliminować powstałe przeciążenia, przy spełnieniu ograniczeń sieciowych.

### 1. Wstęp

Na przestrzeni ostatnich kilku lat nastąpił w Polsce gwałtowny wzrost liczby inwestorów starających się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej źródeł wytwórczych, głównie farm wiatrowych, o różnych mocach znamionowych. Są to źródła niespokojne, nie do końca przewidywalne, ale stosunkowo szybko reagujące na sygnał do zmiany wartości mocy generowanej. Przyłączenie na danym obszarze sieci kilku, kilkunastu źródeł może znacząco wpływać na możliwość pojawiania się przeciążeń gałęzi (linii i transformatorów) zlokalizowanych w ich pobliżu lub w pewnej odległości. W związku z tym pojawia się pytanie o sposoby eliminowania powstałych przekroczeń dopuszczalnych przepustowości gałęzi w trybie online.

Dobrym sposobem wydaje się poddanie pracy sieci optymalizacji – maksymalizacji sumy mocy możliwej do generowania w wybranych węzłach (uwzględniając uprzywilejowaną pozycję źródeł odnawialnych) – przy jednoczesnym spełnieniu ograniczeń sieciowych. Można to zrobić na kilka sposobów. Po pierwsze można zastosować metodę stałoprądową obliczania rozpyływów mocy, określić dla każdej gałęzi liniowej zależności pomiędzy wartością prądu płynącego przez wybrany element a wektorem mocy wprowadzanych do danych węzłów sieci (oraz odbieranych z nich) i poddać optymalizacji, np. przy użyciu metody simplex [1, 2, 3, 4]. Innym sposobem, bardziej dokładnym, jest zastosowanie heurystycznych algorytmów optymalizacji [5, 6] i wyznaczenie maksymalnych, chwilowych wartości mocy dla wybranych węzłów sieci, w danym stanie pracy sieci, przy użyciu dowolnej metody do wyznaczania rozpyływów mocy.

Obydwa podejścia mają jednak swoje wady. Zastosowanie metody stałoprądowej powoduje nieuwzględnianie rozpyływów mocy biernej w obliczeniach optymalizacyjnych. Użycie metod heurystycznych wpływa na dokładność rozwiązania, ale obliczenia są zbyt czasochłonne.

Alternatywną metodą, łączącą cechy obydwu powyższych – szybkość działania, jak w metodzie liniowej, i dokładność, jak

w metodach heurystycznych – może być wykorzystanie krokowej metody śledzenia przepływów mocy [7], która jest tematem niniejszego artykułu.

### 2. Metoda śledzenia przepływów mocy czynnej

Metoda śledzenia przepływów mocy czynnej pozwala kontrolować moc pochodzącą od wybranych źródeł, a tym samym określać wpływ ich generacji na obciążenie się poszczególnych gałęzi. Możliwe jest zatem wytypowanie tych elektrowni, które w największym stopniu odpowiadają za moc przepływającą wybraną linią czy transformatorem.

Metoda ta została wprowadzona do energetyki w latach 90. [8, 9]. W charakterystyce metody używany jest też angielski termin *tracing*. Autorzy metody podawali hipotetyczny przykład polegający na zabarwieniu na różne kolory wody w strumieniach wpadających do głównego koryta, a następnie dokonaniu w dole rzeki filtracji wody i analizy jej zabarwienia, w celu określenia udziału poszczególnych strumieni w całkowitym przepływie. Wykorzystując założenia metody śledzenia przepływów mocy, moc brutto (w przypadku pominięcia strat mocy) przepływającą rozpatrywaną gałęzią  $i-l$  można wyznaczyć ze wzoru [9]:

$$P_{il}^{br} \approx \frac{P_{il}}{P_i^{\rightarrow}} \cdot \sum_{k \in N} \hat{a}_{uik} \cdot P_{Gk}, \quad i \in N, l \in \alpha_i^u \quad (1)$$

gdzie:

$\hat{a}_{uik}$  – element  $(i, k)$  macierzy  
 $A_u^{-1} A_u$  – macierz dystrybucji „pod prąd” wyznaczona na podstawie znajomości przepływów mocy, poszczególne wyrazy tej macierzy wyznacza się ze wzoru [9]:

$$a_{uj} = \begin{cases} 1, & i = j \\ \frac{|P_{ji}|}{P_j^{\rightarrow}}, & j \in \alpha_i^u, P_j^{\rightarrow} \neq 0 \\ 0, & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (2)$$

$P_{ji}$  – moc czynna w gałęzi  $ij$  (wzięta od węzła  $j$ )

$P_{Gk}$  – moc czynna generowana w węźle  $k$

$P_i^{\rightarrow}$  – moc czynna przepływająca przez węzeł  $i$

$P_{il}$  – moc czynna w gałęzi  $i-l$  (wzięta od węzła  $l$ ).

Korzystając z powyższego wyrażenia, można obliczyć współczynnik określający wykorzystanie gałęzi  $i-l$  przez źródło zlokalizowane w węźle  $k$  (współczynnik udziałowy) ze wzoru:

$$u_{il,k} = \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{\rightarrow}} \cdot \hat{a}_{uik} \quad (3)$$

Należy podkreślić, że węzeł  $k$ , w którym przyłączone jest źródło, nie musi mieć bezpośredniego powiązania topologicznego z gałęzią  $i-l$ .

Rozpatrując wszystkie źródła przyłączone do analizowanej sieci, uzyskuje się dla każdego z nich udział w mocy przepływającej daną gałęzią. Zgodnie z intencją autorów metody śledzenia przepływów [8, 9] osiągnięty zostaje efekt „zabarwienia” tego udziału na charakterystyczny kolor.

Jeżeli każde źródło ma przyporządkowany kolor i jeżeli dana linia zawiera ten sam kolor, oznacza to, że jej obciążenie zależy od tego źródła. Przyjęty rozkład generacji w źródłach przyczynia się do różnego wykorzystania przez nie gałęzi sieci. Okazuje się, że przepływy w poszczególnych liniach mogą nie zależeć od wszystkich źródeł. To, które z nich i w jakim stopniu obciąża daną linię, uzależnione jest od konfiguracji sieci, wartości mocy generowanej oraz punktu jej przyłączenia. Każda zmiana wartości mocy generowanej przez wybrane źródło (źródła) powoduje, że w inny sposób wpływają one na przepływy mocy poszczególnymi liniami.

### 3. Metoda iteracyjnego śledzenia przepływów mocy

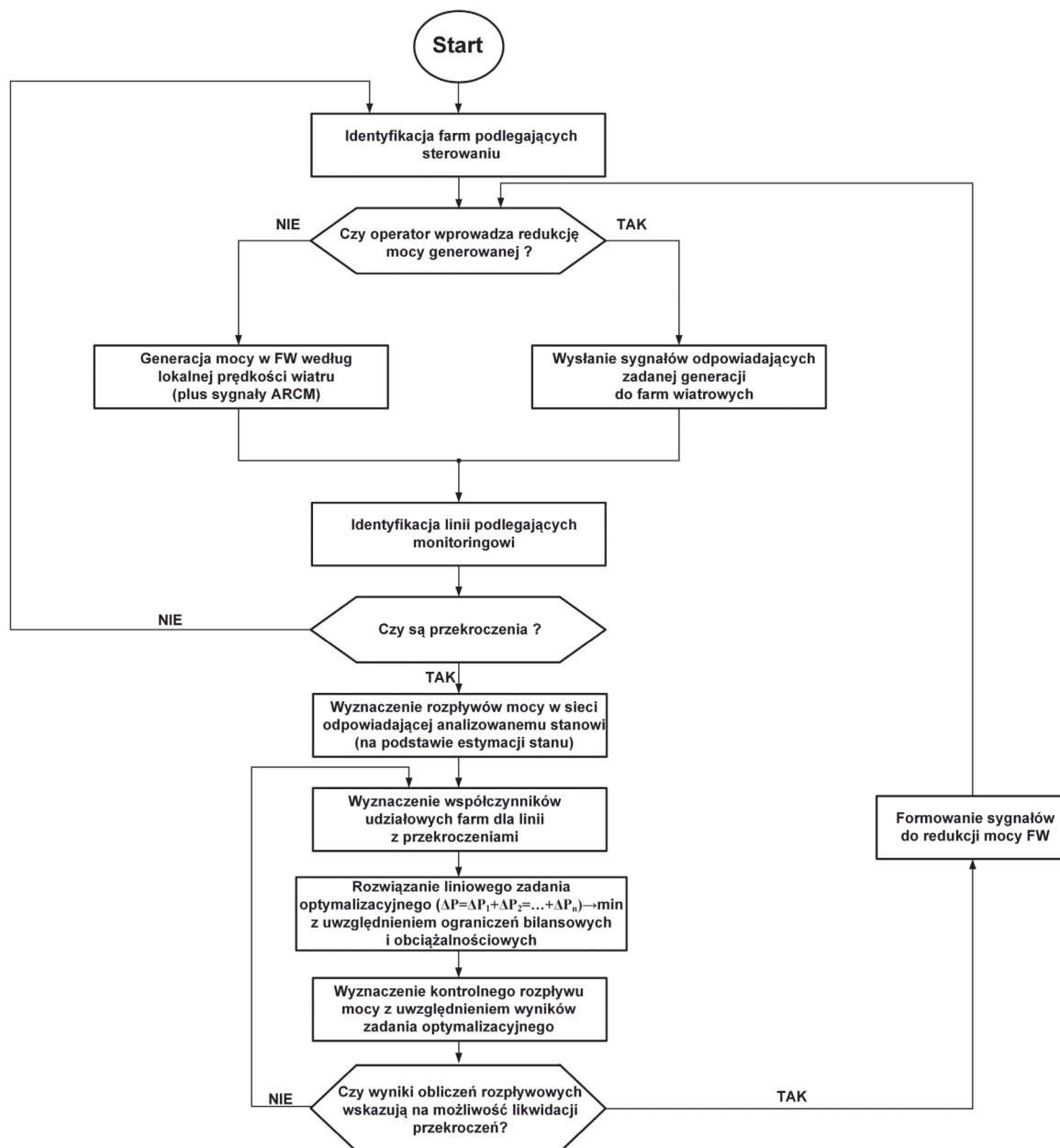
Metoda śledzenia przepływów mocy pozwala wytypować źródło, które w największym stopniu odpowiada za obciążenie danej linii. Jednak nie jest przesądzone, że po zmniejszeniu mocy generowanej



w tym źródle rozplwy mocy zmienia się w taki sposób, że linia zostanie skutecznie odciążona (mówi się, że sieć spełnia prawa Kirchoffa, a nie wolę jej operatora). Może dojść do sytuacji, w której osiągnię się skutek odwrotny, a mianowicie wzrosnie obciążenie badanej linii spowodowane zmianą rozplwów mocy w sieci. Ubytek mocy wynikający ze zmniejszenia generacji w danej elektrowni może zostać uzupełniony mocą, która dopłynie od innych źródeł lub węzła bilansującego i w efekcie pogorszy sytuację rozplwową. Innym skutkiem takiego zmniejszenia może być przeciążenie się innej (innych) gałęzi, które

wcześniej nie były przeciążone. Tym samym, aby linia została skutecznie odciążona, należało metodę śledzenia przepływów odpowiednio uzupełnić. W niniejszym artykule przedstawiona została modyfikacja tej metody. Ogólnie rzecz ujmując, polega ona na przyjęciu stałości współczynników opisanych wzorem (3) (współczynników udziałowych), tylko w otoczeniu rozpatrywanego stanu sieci i zastosowaniu podejścia iteracyjnego. Głównym celem niniejszej metody jest odpowiednia reakcja (operatora sieci, a docelowo układu automatycznej regulacji mocy) na powstałe przekroczenia dopuszczalnej obciążalności gałęzi sieci

w monitorowanym obszarze. Podstawą metody są współczynniki udziałowe wyliczane metodą śledzenia przepływów mocy. Przyjęto założenie o stałości tych współczynników w pewnym ograniczonym zakresie zmian wartości mocy czynnej generowanej w źródłach, które w największym stopniu odpowiadają za obciążanie się danej gałęzi. Moce przepływające gałęziami  $i-l$ ,  $s-t$  oraz  $m-n$  w stanie ich przeciążenia można przedstawić za pomocą zależności [7]:



Rys. 1. Schemat blokowy algorytmu do likwidacji przekroczeń dopuszczalnej obciążalności linii [7]

$$P_{il} = \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{ui1} \cdot P_{G1} + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{ui2} \cdot P_{G2} + \dots + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{uiN_G} \cdot P_{G_{N_G}} \quad (4)$$

$$P_{st} = \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{us1} \cdot P_{G1} + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{us2} \cdot P_{G2} + \dots + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{usN_G} \cdot P_{G_{N_G}} \quad (5)$$

$$P_{mn} = \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{um1} \cdot P_{G1} + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{um2} \cdot P_{G2} + \dots + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{umN_G} \cdot P_{G_{N_G}} \quad (6)$$

$$P_{il} = \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{ui1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{uiN_G} \cdot (P_{G_{N_G}} - \Delta P_{G_{N_G}}) \quad (7)$$

$$P_{st} = \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{us1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{usN_G} \cdot (P_{G_{N_G}} - \Delta P_{G_{N_G}}) \quad (8)$$

$$P_{mn} = \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{um1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{umN_G} \cdot (P_{G_{N_G}} - \Delta P_{G_{N_G}}) \quad (9)$$

Z uwagi na przeciążenie konieczne staje się ograniczenie mocy w źródłach o sumaryczną wartość  $\Delta P$ , tak aby zmniejszyć moc przepływającą przeciążonymi liniami (odpowiednio o wartości  $\Delta P_{il}, \Delta P_{st}, \Delta P_{mn}$ ) do wartości eliminujących wszystkie te przeciążenia. Równocześnie, z uwagi na uwarunkowania prawne i handlowe, chodzi o utrzymanie redukcji mocy  $\Delta P$  w rozpatrywanym obszarze na minimalnym poziomie. Wyodrębniając w każdym źródle odpowiednią wartość mocy do redukcji, zależności (4, 5, 6), w stanie bez przeciążenia (po redukcji), można zapisać w następujący sposób [7]:

Warunek braku przeciążeń zostanie spełniony, gdy będą zachodziły zależności:

$$P_{il}' \leq P_{il(dop)} \quad (10)$$

$$P_{st}' \leq P_{st(dop)} \quad (11)$$

$$P_{mn}' \leq P_{mn(dop)} \quad (12)$$

Całkowita wartość redukcji mocy generowanej wyraża się wzorem:

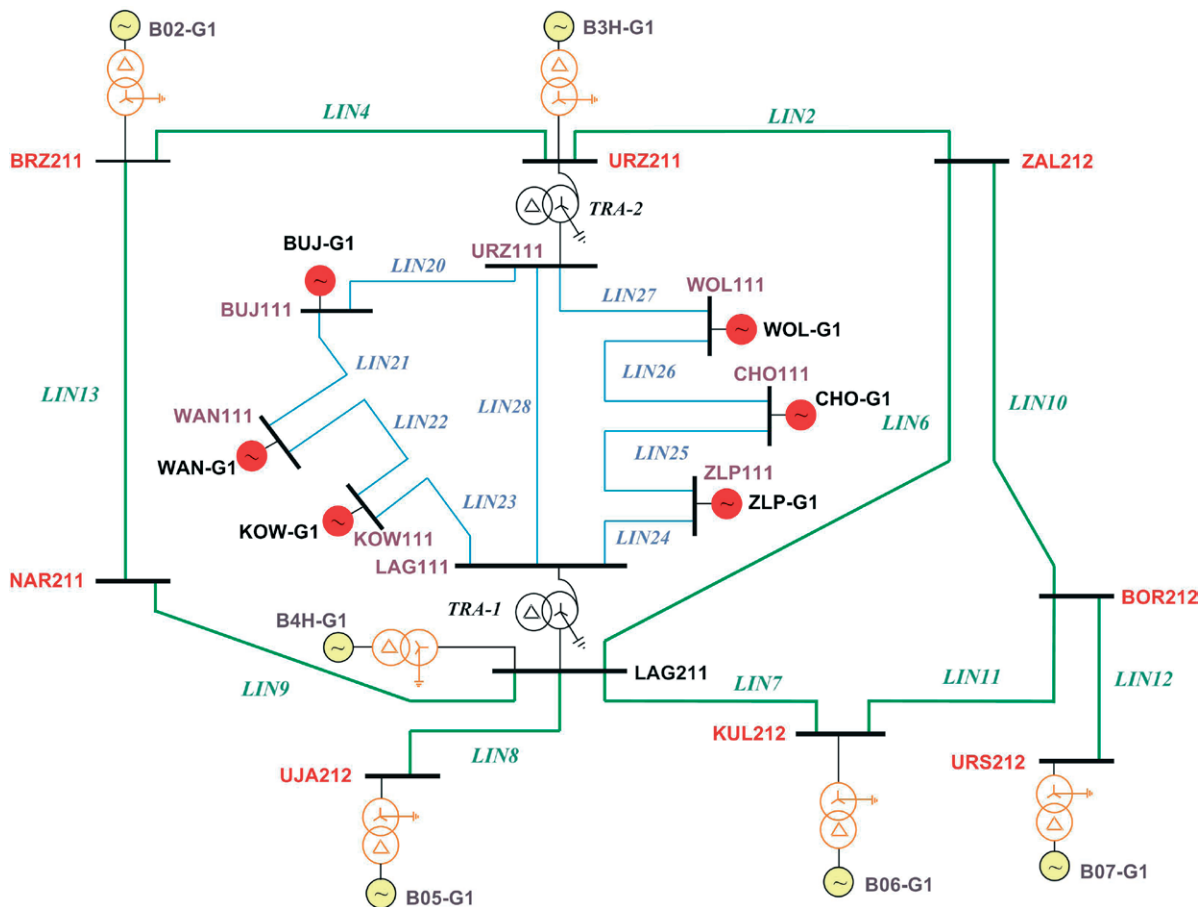
$$\Delta P = \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \dots + \Delta P_{N_z} \quad (13)$$

Rozpatrywane zagadnienie można potraktować jako zadanie optymalizacji liniowej

z ograniczeniami, gdzie funkcja celu przyjmie postać [7]:

$$F_c = \min(\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \dots + \Delta P_{N_z}) \quad (14)$$

Wartość mocy przepływającej daną linią (liniami) teoretycznie zależy od wszystkich źródeł w analizowanej sieci. Tak też jest w przypadku metody opisanej w niniejszym artykule. Redukcja generacji dotyczy natomiast tylko wybranych źródeł (farm wiatrowych) w analizowanym obszarze sieci. Ponieważ niektóre z nich mogą mieć współczynniki udziałowe równe zero, toteż liczba tych źródeł ulega zmniejszeniu i przy poszczególnych składnikach wzorów (13) oraz (14) pojawia się indeks „ $N_z$ ”. Należy mieć na uwadze fakt, że w trakcie zmian mocy generowanej w poszczególnych źródłach może dochodzić do zmian współczynników udziałowych tych źródeł w przepływie mocy daną gałęzią sieci. Istota metody śledzenia przepływów polega bowiem na wykorzystywaniu wartości mocy uzyskanych w wyniku analizy nieliniowej sieci systemu, stąd wykorzystanie jej wyników w procesie optymalizacji liniowej opisanej wyżej wiąże się z uproszczeniami, kompensowanymi następnie w kolejnych iteracjach. Na rys. 1 przedstawiono algorytm realizujący proces likwidacji przeciążeń gałęzi według niniejszej metody [7].



Rys. 2. Schemat sieci testowej CIGRE

Do rozwiązania powyższego zagadnienia skorzystano z programu wyznaczającego rozpiętkę mocy w sieci. W artykule użyto programu PowerWorld wersja 13. Program ten posiada dodatek SimAuto, który pozwala łączyć się z aplikacjami zewnętrznymi (Matlab, Excel, Delphi), głównie w celu wykonywania obliczeń rozpiętkowych. Do rozwiązania zadania optymalizacji wykorzystano środowisko Matlaba, w którym został napisany skrypt pozwalający łączyć się z dodatkiem SimAuto programu PowerWorld.

#### 4. Wyniki dla sieci testowej CIGRE

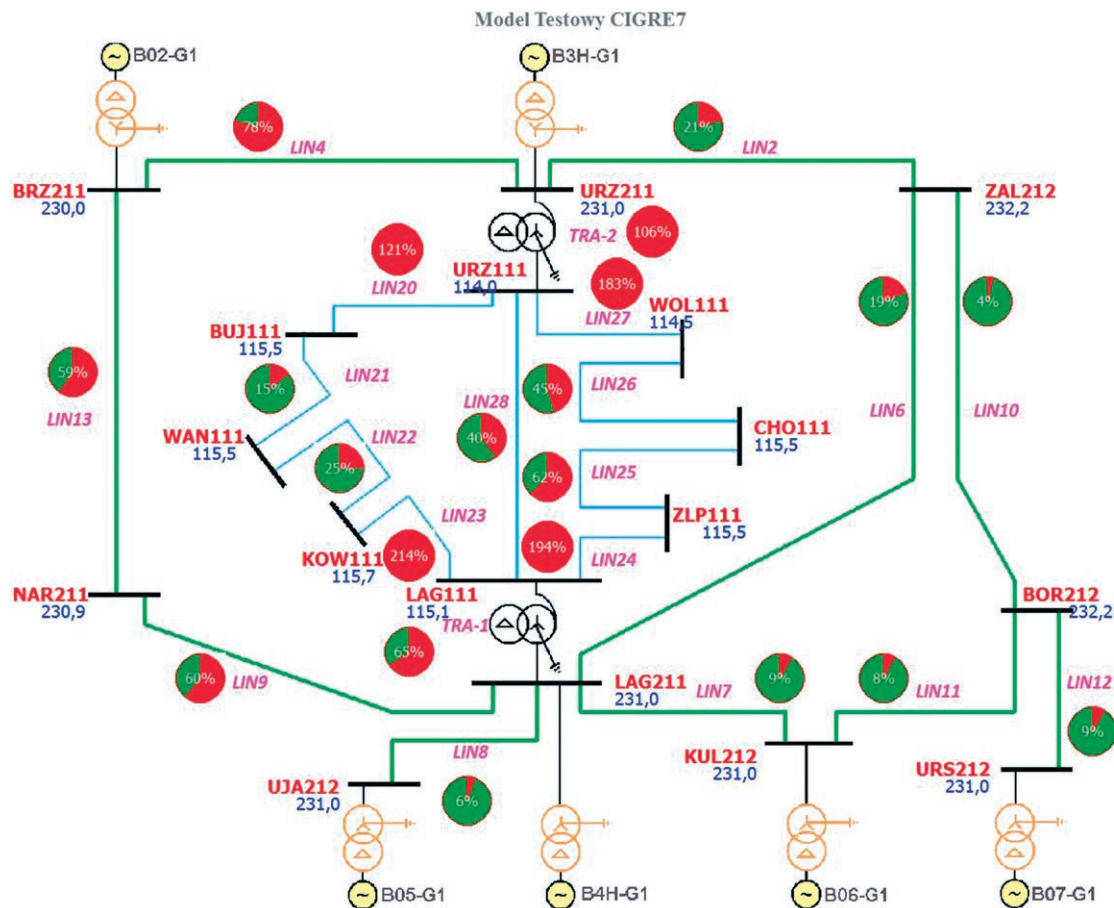
Badania przeprowadzono dla sieci testowej CIGRE. Sieć testowa CIGRE jest siecią składającą się z 12 generatorów, 17 węzłów, 19 linii oraz 2 autotransformatorów. Schemat sieci pokazany jest na rys. 2. Kolorem żółtym oznaczono źródła klasyczne, natomiast kolorem czerwonym farmy wiatrowe. Stan bazowy sieci charakteryzował się występowaniem przeciążeń pięciu gałęzi – czterech linii i jednego transformatora (rys. 3), co zostało zobrazowane procentowymi wartościami obciążenia poszczególnych gałęzi (czerwone i zielone okręgi nad i przy gałęziach). Sumaryczna moc generowana przez farmy wiatrowe wynosiła 750 MW.

Dla takiego stanu sieci wykonano obliczenia polegające na wyznaczeniu współczynników udziałowych dla sześciu źródeł (farm wiatrowych), a następnie przeprowadzeniu optymalizacji liniowej w celu wyeliminowania istniejących przeciążeń gałęzi. Wyniki obliczeń przedstawione zostały na rys. 4. W jednej iteracji udało się osiągnąć stan sieci bez przeciążeń. Skuteczność metody jest więc bardzo wysoka. Sumaryczna moc generowana przez farmy wiatrowe ograniczona została o wartość 156,5 MW. Jest to redukcja najmniejsza z możliwych, dająca efekt skutecznego odciążenia elementów przeciążonych. Ubytek mocy w farmach wiatrowych skompensowany został przez źródła klasyczne, tak aby zachowany był bilans mocy w sieci (tab. 3).

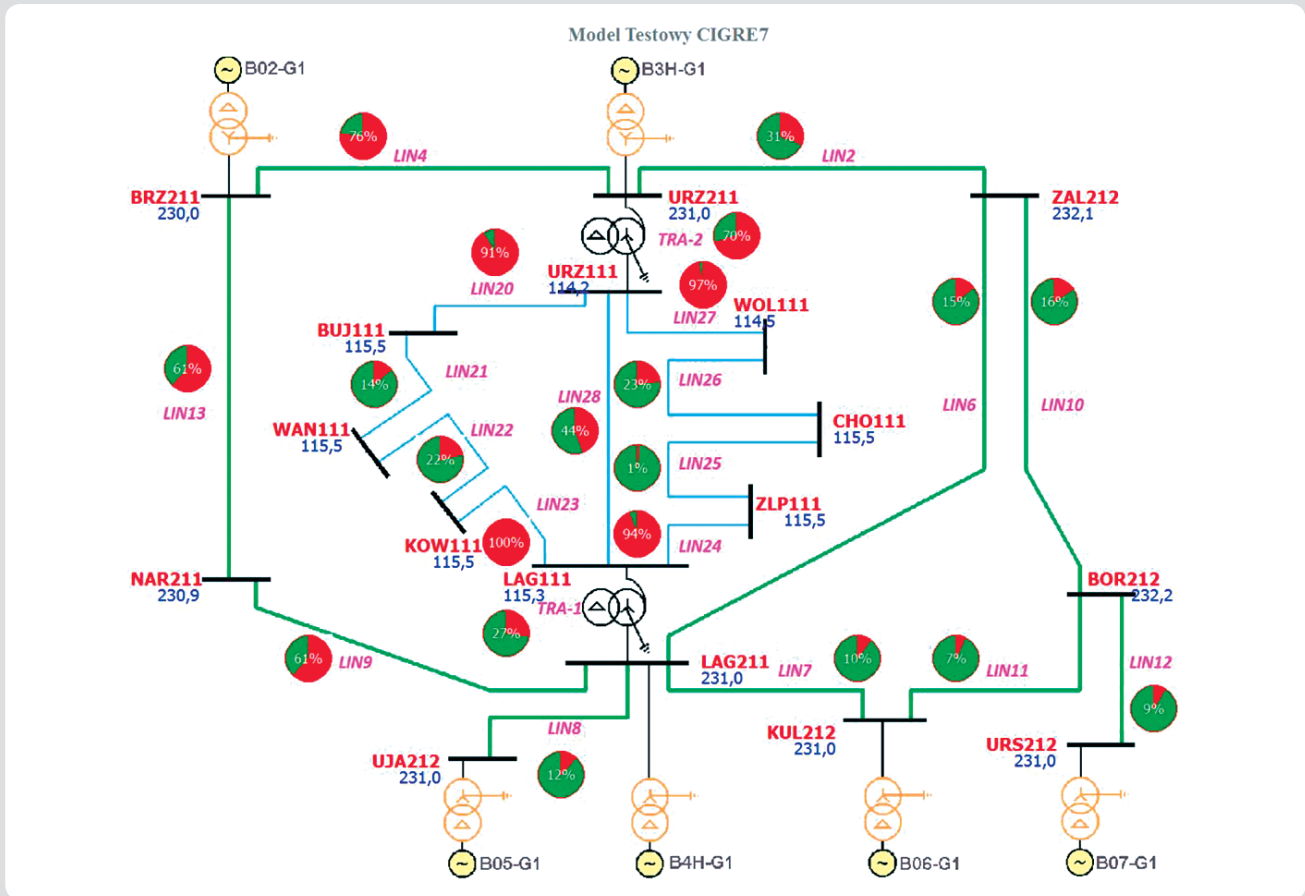
Zmodyfikowana (przez proces iteracyjny) metoda śledzenia przepływów mocy łączy w sobie zalety podejścia nieliniowego (współczynniki udziałowe wyznaczone są na podstawie obliczeń rozpiętkowych wykonywanych metodą Newtona) oraz liniowego (podział procedury na kroki iteracyjne, metoda liniowa rozdziału mocy do redukcji). Tym samym zaprezentowana metoda, z uwagi na właściwości (niewielka złożoność, szybkość działania i dokładność), może być wykorzystywana w trybie online.

#### 5. Wnioski końcowe

Rozwój elektroenergetyki, wzrost liczby odbiorów o różnych charakterystykach czasowych oraz źródeł wymuszają konieczność stosowania nowych, elastycznych, adaptacyjnych metod, pozwalających w trybie rzeczywistym sterować pracą sieci elektroenergetycznej. Stare, wysłużone niekiedy elementy systemu nie są na czas modernizowane czy też wymieniane, co niekorzystnie wpływa na bezpieczeństwo pracy sieci. Dlatego też należy szukać innych sposobów radzenia sobie z powstałymi zagrożeniami, takimi jak np. przeciążenia dopuszczalnych przepustowości pracujących urządzeń. Oczywiście jest, że pojemność danej sieci jest ograniczona względami technicznymi, choć nie tylko, i należy ją sukcesywnie rozwijać. Jednak nie zawsze idzie to w parze z przyłączaniem nowych obiektów, które pośrednio wpływają na taką konieczność. W artykule poruszono tę problematykę. Zaproponowano metodę, która może być nieco futurystyczna, ale pozwalającą skutecznie dopasowywać generację do przepustowości sieci, przy jednoczesnym spełnieniu ograniczeń sieciowych. Być może wkrótce czymś normalnym stanie się wykorzystywanie zaawansowanych metod matematycznych do przewidywania przyszłych, ewentualnych zagrożeń oraz ich eliminowania.



Rys. 3. Stan bazowy sieci testowej CIGRE



Rys. 3. Stan bazowy sieci testowej CIGRE

Lp.	Kod gałęzi	Węzeł początkowy	Węzeł końcowy	In/Sn (A/MVA)	Rodzaj gałęzi
1	LIN10	ZAL212	BOR212	515	linia
2	LIN11	BOR212	KUL212	515	linia
3	LIN12	BOR212	URS212	515	linia
4	LIN13	NAR211	BRZ211	515	linia
5	LIN2	URZ211	ZAL212	515	linia
6	LIN20	URZ111	BUJ111	205	linia
7	LIN21	BUJ111	WAN111	320	linia
8	LIN22	WAN111	KOW111	205	linia
9	LIN23	KOW111	LAG111	205	linia
10	LIN24	LAG111	ZLP111	205	linia
11	LIN25	ZLP111	CHO111	320	linia
12	LIN26	CHO111	WOL111	320	linia
13	LIN27	WOL111	URZ111	320	linia
14	LIN28	URZ111	LAG111	205	linia
15	LIN4	URZ211	BRZ211	515	linia
16	LIN6	ZAL212	LAG211	515	linia
17	LIN7	LAG211	KUL212	515	linia
18	LIN8	LAG211	UJA212	515	linia
19	LIN9	LAG211	NAR211	515	linia
20	TRA-2	URZ211	URZ111	160	transformator
21	TRA-1	LAG211	LAG111	250	transformator

Tab. 1. Lista gałęzi w badanej sieci wraz z dopuszczalnymi obciążalnościami prądowymi (mocowymi)

Lp.	Typ źródła	Pg, MW	Pgmax, MW	Un, kV	Kod
1	FW	115	115	110	BUJ-G1
2	FW	100	100	110	WAN-G1
3	FW	125	125	110	KOW-G1
4	FW	150	150	110	WOL-G1
5	FW	120	120	110	CHO-G1
6	FW	140	140	110	ZLP-G1
7	Klasyczne	0	630	220	B02-G1
8	Klasyczne	169	250	220	B3H-G1
9	Klasyczne	139	210	220	B07-G1
10	Klasyczne	179	250	220	B06-G1
11	Klasyczne	169	250	220	B05-G1
12	Klasyczne	199	250	220	B4H-G1

Tab. 2. Lista źródeł w badanej sieci wraz z wartościami mocy czynnej generowanej

Lp.	Typ źródła	Pg, MW	Pgmax, MW	Un, kV	Kod
1	FW	101,5	115	110	BUJ-G1
2	FW	100	100	110	WAN-G1
3	FW	79	125	110	KOW-G1
4	FW	121	150	110	WOL-G1
5	FW	54	120	110	CHO-G1
6	FW	138	140	110	ZLP-G1
7	Klasyczne	0	630	220	B02-G1
8	Klasyczne	204	250	220	B3H-G1
9	Klasyczne	169	210	220	B07-G1
10	Klasyczne	214	250	220	B06-G1
11	Klasyczne	203,5	250	220	B05-G1
12	Klasyczne	220	250	220	B4H-G1

Tab. 3. Lista źródeł w badanej sieci wraz z optymalnymi wartościami mocy czynnej generowanej

### Bibliografia

1. Kacejko P., Pijarski P., Optymalizacja rozdziału ograniczeń mocy źródeł przyłączonych do sieci zamkniętej w warunkach przekroczenia obciążalności jej elementów. Sieci 2008, 10–12 września 2008, Szklarska Poręba.
2. Kacejko P., Pijarski P., Przyłączanie farm wiatrowych – ograniczenia zamiast przewymiarowanych inwestycji, *Rynek Energii*, luty 2009, nr 1 (80), s. 10–15.

3. Amborski K., Podstawy metod optymalizacji, Warszawa 1980.
4. Stadnicki J., Teoria i praktyka rozwiązywania zadań optymalizacji, WNT, Warszawa 2006.
5. Michalewicz Z., Fogel D.B., Jak to rozwiązać, czyli nowoczesna heurystyka, WNT, Warszawa 2006.
6. Trojanowski K., Metaheurystyki praktycznie, Warszawa 2005.
7. Pijarski P., Algorytm dynamicznego dopasowania poziomu mocy generowanej do możliwości przesyłowych

- linii elektroenergetycznych, rozprawa doktorska, Politechnika Lubelska 2011.
8. Bialek J.W., Tracing the flow of electricity, *IEE Proc.–Gener. Transm. Distrib.*, July 1996, Vol. 143, s. 313–320.
9. Ziemianek S., Modele matematyczne alokacji strat przesyłu mocy metodami śledzenia przepływów mocy czynnej i biernej, Politechnika Warszawska, *Prace Naukowe Elektryka* z. 127. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2003.

---

**Piotr Kacejko**

prof. dr hab. inż.  
Politechnika Lubelska  
e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej i jej pracownik od 1979 roku. Habilitację uzyskał w 1999 roku na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, a tytuł profesora w 2006 roku. Prowadzi badania z zakresu analiz systemu elektroenergetycznego. Jest autorem kilkudziesięciu prac naukowo-badawczych oraz publikacji z tej dziedziny. Obecnie zajmuje się problematyką oddziaływania rozproszonych źródeł wytwórczych na sieć elektroenergetyczną.

**Paweł Pijarski**

dr inż.  
Politechnika Lubelska  
e-mail: p.pijarski@pollub.pl

Studia ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej (2004). W październiku 2005 roku rozpoczął pracę w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń na stanowisku asystenta. Pracę doktorską obronił w 2012 roku. Jego zainteresowania naukowe związane są z wrażliwością elektroenergetycznych linii napowietrznych na zmiany mocy generowanych w poszczególnych źródłach wytwórczych, optymalizacją rozplywów mocy biernej, a także heurystycznymi metodami optymalizacji. Jest współautorem kilku artykułów i prac poświęconych tej tematyce.