

Integrated Method for Optimizing Connection Layout and Cable Selection for an Internal Network of a Wind Farm

Author

Andrzej Wędzik

Keywords

Optimization, renewable power generation, wind farms

Abstract

An internal network of a wind farm is similar to a wide network structure. Wind turbines are deployed over a vast area, and cable lines used to interconnect them may have lengths reaching tens of kilometres. The cost of constructing such a network is a major component of the entire investment. Therefore, it is advisable to develop a configuration of such a farm's internal connections which will minimise the cost, while complying with technical requirements even at the design stage. So far this has usually been done within two independent processes. At first the network structure ensuring the shortest possible connections between the turbines is determined. Then appropriate cables compliant with technical regulations are selected for the specified structure. But does this design approach ensure the optimal (lowest) investment cost? This paper gives an answer to this question. A method for accomplishing the task given in the title is presented. Examples of calculations are presented and results are compared for the two methods of optimal wind farm internal connection structure design and cable cross-section dimensioning: two-stage and integrated. The usefulness of employing the Mixed Integer Nonlinear Programming (MNLP) method in the process of determining the optimal structure of a wind farm's cable network is demonstrated.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015313

Introduction

Wind farm designers face many technical and economic problems that they must solve in the initial stage of the project development [1, 2, 3]. Repeatedly they must decide on choosing the best and most cost-effective solutions. Market economy standards and responsibility for investor's expenses require that outlays at each wind farm construction stage are as low as possible.

The design of a the layout of wind farm's internal grid that connects its individual turbines, and the selection of appropriate sections of the cables that provides these connections, is the second largest (after procurement of the turbines) capital expenditure item, decisive for the cost of the entire project. In practice, at this stage of engineering, the designer strives to provide the shortest possible link between wind farm turbines and the substation, to which the farm is connected [4]. The grid layout selection process should take into account matters related to the land ownership, and the cable routes available for technical reasons. For cable sizing the priority is to meet regulatory technical requirements, such as allowable ampacity and voltage drops. It should, however, be borne in mind that this selection is supposed to ensure the minimum cost of purchase of the cables necessary for all planned connections.

The above-described engineering task is usually accomplished in two separate processes. As should have been expected, the tasks split this way, although optimal in their own terms, do not provide the best solution for the concurrent and integrated process of the layout and cable sizes selection for the internal grid of a wind farm. This paper focuses on the formulation and analysis of an integrated algorithm solving the problem of concurrent selection of the layout and cable sizes for the internal grid of a wind farm. It demonstrates the suitability of Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP) [5] to solve the problem. Referenced here are examples of calculations and comparison of results for two methods of optimal selection of connection layout and cable cross-sections in the internal grid of a wind farm: two-stage and integrated.

Problem description

Finding the optimal structure of connections between wind farm turbines and a substation is a typical networking problem. It can be solved using graph optimization algorithms [6] in classic form as well as utilising, for instance, Mixed Integer Programming (MIP) [7, 8, 9, 10]. This results in a wind farm internal MV grid layout that ensures the shortest possible links between the wind turbines and the substation.

Another problem to be solved in designing a wind farm internal grid is sizing the cables for these links. The cable cross-sections should be selected from the range of cables offered by the manufacturer, while meeting the regulatory technical requirements such as the acceptable ampacity and voltage drops. To solve this task MIP type methods can also be used.

These problems are typically resolved in two independent processes. First, the grid layout with the shortest possible connections between turbines is designed, and then, for this layout, appropriate cables are selected that meet the technical requirements. The advantage of this approach is primarily:

- good convergence and very high operating speed of both algorithms
- possibility to combine the action of both algorithms into a single optimization process in the cycle: first grid layout optimization, and then selection of cables for the layout.

Unfortunately, this process does not ensure the optimal, i.e. cheapest, implementation of this phase of the project. For this reason an integrated optimization method for an internal wind farm grid layout and cable selection was proposed. In this method, the grid layout and cable sizes are selected together, in an integrated way. This approach ensures the optimal grid layout with the right sizing of the cables that made up the grid. In order to solve the above described problem and to find the optimal layout of the internal grid of a wind farm the method was used of Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP) [5]. The main advantages of such solutions are:

- unified mathematical description of the problem
- editable constraints (network and technical alike) specific to the described problem.

As the main optimization criterion the minimum capital expenditures for the entire wind farm internal grid was adopted. These expenditures may include various components, depending on the project delivery formula:

1. Design/build – includes only the cable purchase costs, because the developer after selling the wind farm is not interested in the optimization of its operation (e.g. minimisation of energy losses in the internal grid)
2. Build/own/operate – includes cable purchase costs and operation optimization alike, taking into account the problem of minimizing energy losses in the internal network. This is due to the desire to maximise revenues from the farm's electricity generation.

Mathematical model of the problem

To formulate a mathematical model the design/build formula was used. Such an approach, although somewhat simplified, is justified by the author's previous studies, which have shown that the inclusion of minimum energy losses in the internal grid of a wind farm in a small way affects the final result of the optimal selection of the grid layout.

The objective function:

$$K_{\text{total}} = K_{\text{cable purchase}} = 3 * \sum_{\substack{i>1 \\ i \neq j}}^{LW} \sum_{j=1}^{LW} \sum_{p=1}^{LPK} L_{j,i} * X_{j,i} * Z_{i,p} * K_p \quad (1)$$

The optimal grid layout is selected based on the Minimum Spanning Tree algorithm in the form taking into account individual grid flows, i.e. so called single-commodity flows. The equations that implementing this algorithm take the following form [11]:

$$\sum_{i=1}^{LW} X_{i,j} = 1, \quad \forall j = 2 \dots LW \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{LW} Y_{i,j} - \sum_{i>1}^{LW} Y_{j,i} = 1, \quad \forall j = 2 \dots LW \quad (3)$$

$$X_{i,j} \leq Y_{i,j}, \quad \forall i = 1 \dots LW; \quad \forall j = 2 \dots LW \quad (4)$$

$$Y_{i,j} \leq (LW - d_i) * X_{i,j}, \quad \forall i = 1 \dots LW; \quad \forall j = 2 \dots LW \quad (5)$$

The grid equations are supplemented by equations describing the technical requirements that the designed grid must meet:

Allowable ampacity of each line segment:

$$\sum_{p=1}^{LPK} Idd_p * Z_{i,p} \geq \sum_{j=1}^{LW} I_{N \text{ turbine}} * Y_{j,i}, \quad \forall i = 2 \dots LW \quad (6)$$

Allowable voltage drop for each line segment:

$$\sqrt{3} * \sum_{\substack{i>1 \\ i \neq j}}^{LW} \sum_{j=1}^{LW} \sum_{p=1}^{LPK} L_{j,i} * X_{j,i} * I_{N \text{ turbine}} * Y_{j,i} * Z_{i,p} * \quad (7)$$

$$* (R_p \cos \phi + XL_p \sin \phi) \leq \Delta U_{\text{max}}, \quad \forall i = 2 \dots LW$$

Variables included in the above equations:

X_{ij} – decision variables (binary) of choice of connections between nodes i, j (dimension $LW \times LW$), Y_{ij} – variable network flows between nodes i, j (dimension $LW \times LW$), $Z_{i,p}$ – decision variables (binary) of choice of a given cable section for grid segment i, j (dimension $LW \times LPK$).

Symbols and designations used in the above equations:

LW – number of turbines (wind farm internal grid nodes), LPK – number of cable cross-sections in series, L_{ij} – matrix of distance between nodes i, j (dimension $LW \times LW$) [km], K_p – unit cost of 1 km of cable with cross-section s_j from cable series [PLN/km], Idd_p – allowable ampacity of cable with cross-section s_j from cable series [A], $I_{N \text{ turbine}}$ – rated current of a single turbine [A], R_p – unit resistance of cable with cross-section s_j from cable series [Ω/km], XL_p – unit inductive reactance of cable with cross-section s_j from cable series [Ω/km], ΔU_{max} – maximum allowable voltage drop in cable line segment i, j .

The above equations provide the basis for the integrated algorithm of concurrent optimization of internal wind farm grid layout and cable selection. By using the MINLP method it is possible to formulate additional constraints with regard to:

- division of turbines for a certain number of sections
- number of turbines in a single section
- enforced cable routing, etc.

Unfortunately, the proposed model is non-linear. In fact, the model is non-linear, integer, involving binary variables (MINLP). In addition, due to the presence of the products of variables, both in function and in constraints, the problem described with equations (1) – (7) is non-convex. Due to these facts:

- the problem is very difficult to solve
- the solution is local
- the solution may depend on the choice of starting point
- few computational programs can cope with such problems, which greatly narrows the choice of solutions and makes it difficult.

Case study – calculation examples

In order to test and verify the suitability of the proposed method, calculations were carried out for the location of turbines in an actual wind farm, for which the impact of its connection to the National Power System on its performance was analysed. Deliberately a farm was selected for the comparison, calculation results for which have been presented in previous studies of the author. The following options of optimum selection of grid layout and cable size were subjected to comparative analysis:

- Separated, two-stage optimization algorithm, consisting of:
 - determination of the optimal layout of the grid between turbines using the minimum spanning tree algorithm (stage 1)
 - optimal selection of cables for the grid layout determined in stage 1 (stage 2).

Both stages are linear and solvable by the direct use of integer programming methods, involving binary variables (MIP).

- The integrated, single-stage optimization algorithm of a wind farm’s internal grid layout and cable sizing.

The model in this case is non-linear, integer, involving binary variables (MINLP). The comparative calculations assumed that the connection between turbines are made of single cable lines (no parallel line connections). The following calculation engines were used for the calculations:

- AlphaECP (for MINLP)
- FICO® Xpress Optimization Suite v. 7.8 64-bit (for MIP)
- IBM ILOG CPLEX Optimizer v. 12.6 (for MIP)
- GUROBI Optimizer v. 6.0 (for MIP).

The cables used for the study were manufactured by a leading Polish cable maker – TELE-FONIKA Kable Sp.z o.o. S.K.A. For better credibility of calculation results the cable was selected which is now most often offered to wind farm developers, i.e. XRUHAKXS 18/30 kV.

Option 1

Comparison of the grid layout optimal under technical constraints only.

The split, two-stage optimization algorithm cannot solve the problem under the assumption of single-line links between turbines. The resulting minimum spanning tree consists of two sections, one of which contains as many as 22 turbines. It follows from comparison of the cables’ allowed maximum ampacities with the rated current of a single turbine that not more than 14 turbines can be single-line linked within a single section.

Cable section (main conductor/return conductor)	Net price for 1 km of cable	Main conductor resistance	Inductive cable reactance	Cable capacitance	Capacitive cable reactance	Cable ampacity	Cable charging current
[mm ²]	[PLN/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[μF/km]	[kΩ/km]	[A]	[A/km]
1 x 50/16	27,766	0.588	0.151	0.14	22.75	175	0.79
1 x 70/25	34,838	0.420	0.144	0.15	21.23	210	0.85
1 x 95/35	36,271	0.310	0.138	0.17	18.73	250	0.96
1 x 120/50	45,487	0.245	0.132	0.18	17.96	285	1.02
1 x 150/50	47,048	0.196	0.126	0.19	16.76	320	1.07
1 x 185/50	50,989	0.159	0.122	0.20	15.92	360	1.13
1 x 240/50	58,908	0.123	0.119	0.22	14.48	420	1.24
1 x 300/50	76,420	0.098	0.113	0.24	13.27	475	1.36
1 x 400/50	91,198	0.074	0.107	0.27	11.80	540	1.53
1 x 500/50	107,573	0.059	0.104	0.29	10.98	605	1.64
1 x 630/50	149,030	0.047	0.100	0.32	9.95	675	1.81
1 x 800/50	180,165	0.037	0.097	0.35	9.10	750	1.98
1 x 1000/50	250,000	0.029	0.094	0.38	8.38	820	2.15

Tab. 1. Basic technical and economic specification of 18/30 kV cable XRUHAKXS

Such a value was adopted for the calculation (as an additional constraint) in the split, two-stage optimization algorithm. The comparative results for the two optimization algorithms are shown in Fig. 1 and 2.

Option 2

Comparison of the grid layout optimal under technical constraints and with a constrained number of sections.

Compared in this option were calculation results for the case with a constrained number of sections, into which the wind farm’s internal grid was divided. This is quite often the case, due to the limited number of feeder bays available at the substation to which the farm is connected. The comparison was made for

the case of a maximum of two sections. The comparative results for the two optimization algorithms are shown in Fig. 3 and 4.

Option 3

Comparison of the grid layout optimal under technical constraints, with a constrained number of sections and constrained number of cable sizes.

Compared in this option were calculation results for the case where the investor (designer) does not want to use too diverse a set of cables, and reduces it to a few cross-sections. The resulting capital expenditures are obviously higher, but fewer different cable sizes in many cases facilitates the project implementation logistics.

		Option 1		Option 2		Option 3	
		Two-stage algorithm	Integrated algorithm	Two-stage algorithm	Integrated algorithm	Two-stage algorithm	Integrated algorithm
Line length	[m]	15,169	19,992	15,198	19,092	15,169	17,401
No of sections	[pcs.]	3	7	2	2	3	3
No of cable sizes	[pcs.]	8	2	9	5	3	3
Total CAPEX	[PLN]	2,381,317	1,853,905	2,944,363	1,985,128	2,914,631	1,965,868
CAPEX difference	[%]	22.15		32.58		32.55	

Tab. 2. Calculations results for each option of optimal selection of wind farm internal grid layout

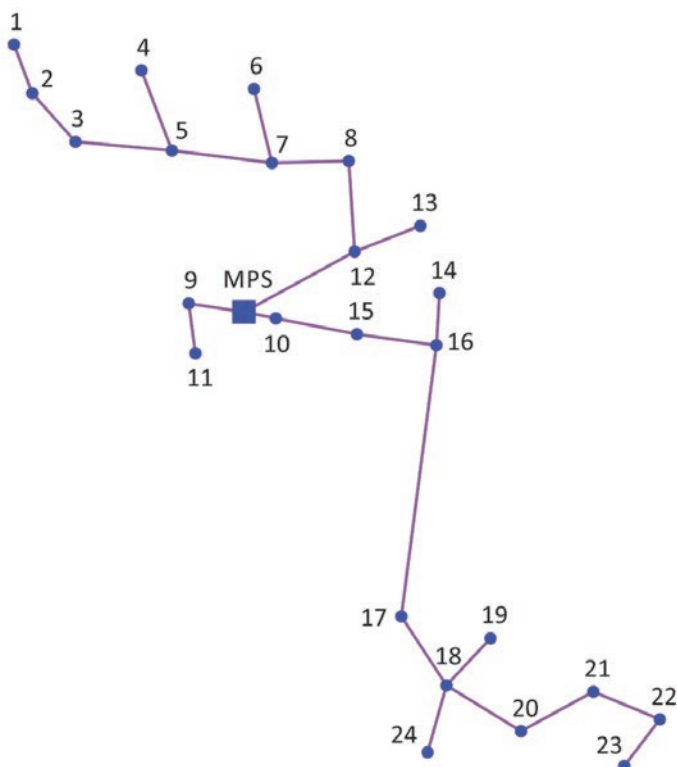


Fig. 1. Grid layout optimized under technical constraints only by two-stage algorithm

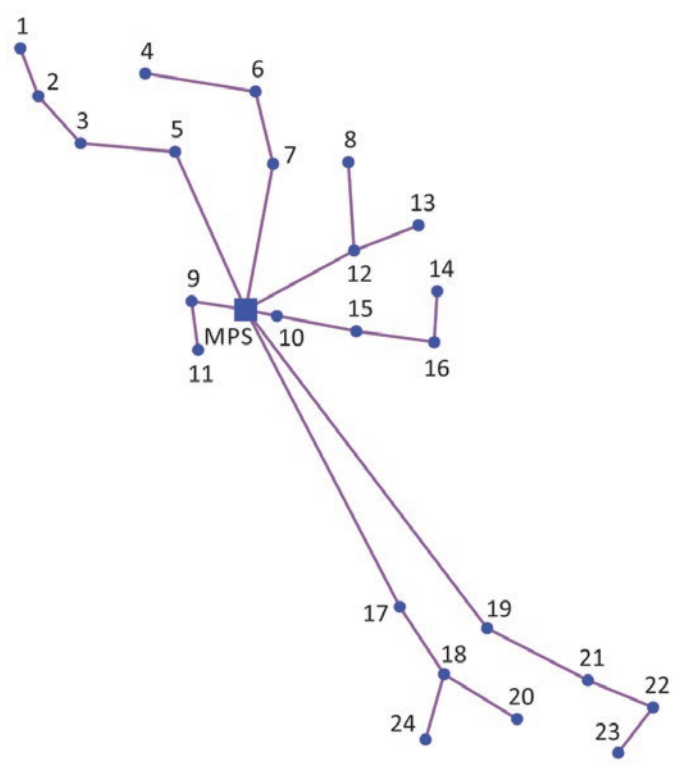


Fig. 2. Grid layout optimized under technical constraints only by integrated algorithm

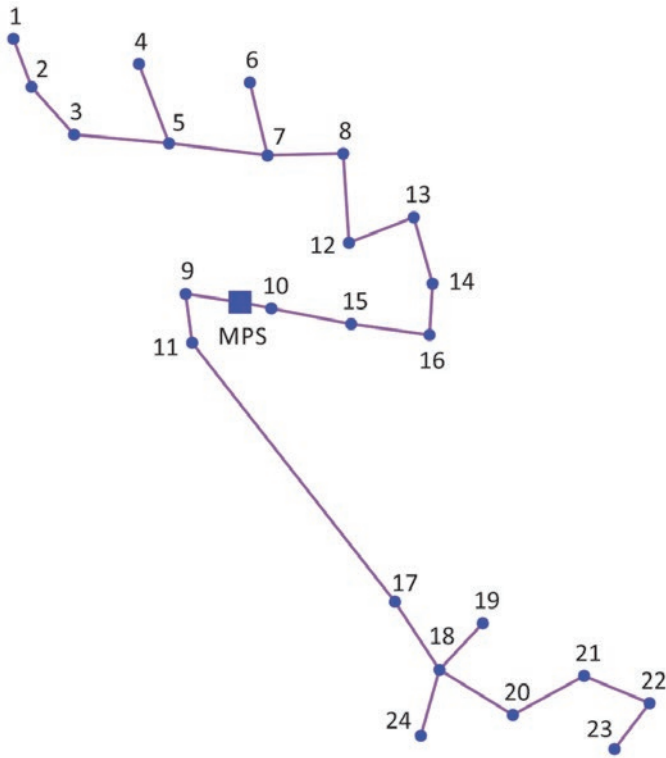


Fig. 3. Grid layout optimized under technical constraints by two-stage algorithm and a maximum two sections

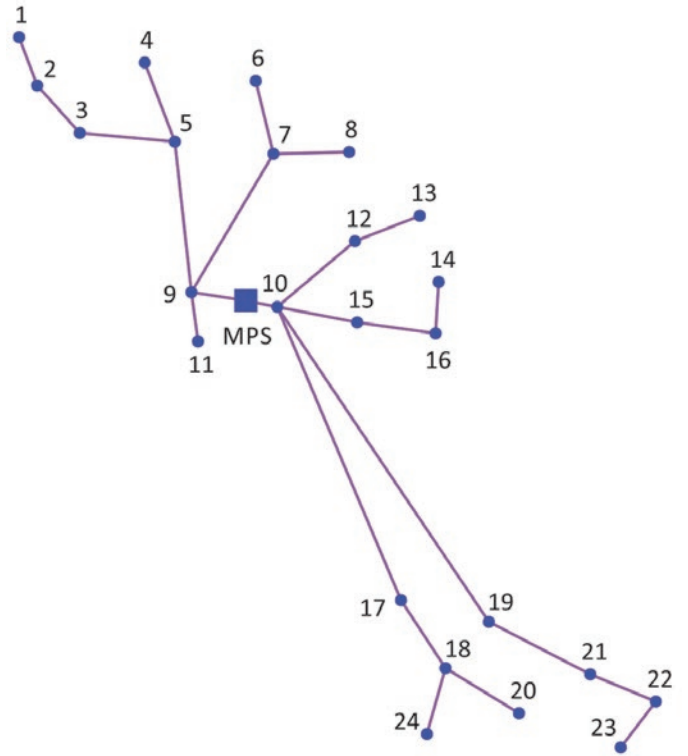


Fig. 4. Grid layout optimized under technical constraints by integrated algorithm and a maximum of two sections

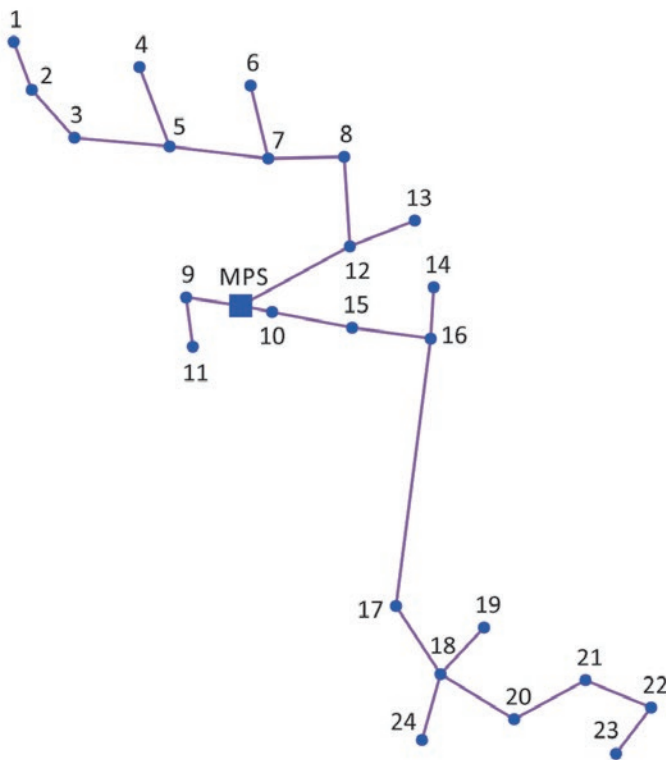


Fig. 5. Grid layout optimized under technical constraints by two-stage algorithm, with a maximum of three sections, and a maximum of three cable sizes

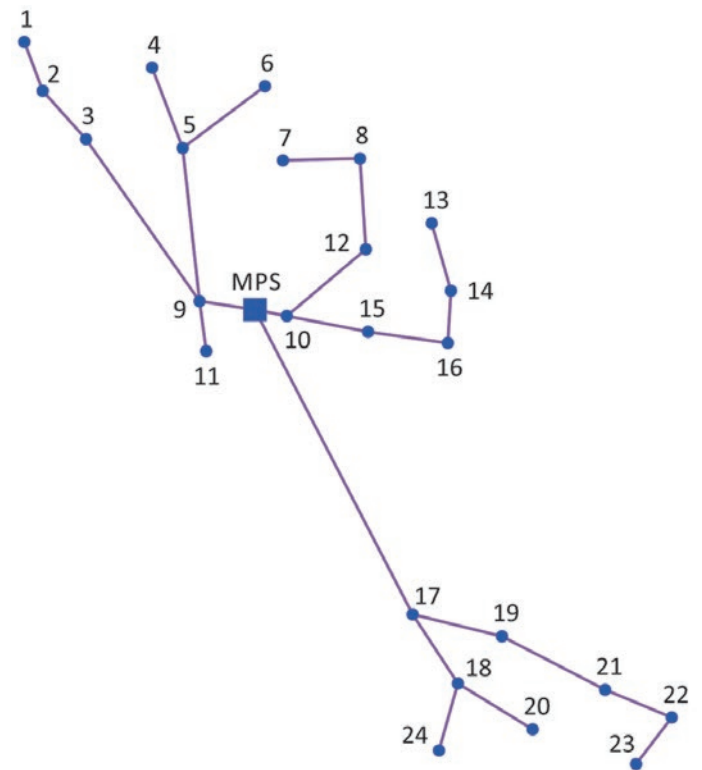


Fig. 6. Grid layout optimized under technical constraints by integrated algorithm, with a maximum of three sections, and maximum of three cable sizes

Compared were the cases of maximum three sections and maximum three cable sizes. The comparative results for the two optimization algorithms are shown in Fig. 5 and 6.

Calculation results for the resulting wind farm internal grid layouts presented in Fig. 1–6, are shown in Tab. 2.

Conclusions

The presented comparative analysis of the two methods of wind farm internal grid layout optimization has shown that the problem's solution in two independent processes does not provide the optimal, i.e. cheapest, project implementation scheme. It has, however, demonstrated the suitability of the Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP) method. This method ensures the optimal grid layout with the right sizing of the cables that made up the grid. The calculation results listed in Tab. 2 show the clear superiority of the integrated algorithm over the two-stage algorithm. The benefits of the integrated method can achieve even more than 32% of the capital expenditures.

It should be emphasized, however, that this algorithm can be quite difficult to use. The problem is of the binary type. Due to the presence of the products of variables, both in function and in constraints, the problem is non-linear, but also non-convex. Due to these facts:

- the problem is very difficult to solve, i.e. it is NP-Hard
- resulting solution is local – in these situations very often such solutions should be characterised as “the best solution found”
- solution may depend on the choice of starting point – to increase its credibility multiple calculations should be performed with different starting points
- few computational programs can cope with such problems, which greatly narrows the choice of solutions and makes it difficult – in this case only the AlphaECP computing engine combined with GUROBI and FICO® Xpress have managed
- calculations take a relatively long time (compared with MIP type methods) – to find the optimum network layout took from ca. 30 s (option 1) to several hundred seconds (options 2 and 3), and the results in options 2 and 3 are such only owing to the use of appropriate computational strategies. Otherwise, these times ranged up to more than 10 000 sec.

Future research directions

The above mentioned computational difficulties and problems clearly indicate the directions of further research. The most important are:

- finding more precise relationships between problem describing variables, which will increase the method's speed

- finding proper linear approximation for the problem which will allow for successful application of MIP methods that feature good convergence and speed
- The technical problems worth future interest include primarily:
 - consideration of parallel lines in some grid segment, which can further reduce the entire project's capex cost
 - inclusion in the calculation of the problem of minimizing energy losses in a wind farm's internal grid.

REFERENCES

1. Lundberg S., Evaluation of wind farm layouts, *EPE Journal* 2006, Vol. 16, No. 1, pp. 14–21.
2. Lundberg S., Wind Farm Configuration and Energy Efficiency Studies – Series DC versus AC Layouts, PhD thesis, Department of Energy and Environment, Chalmers University Of Technology, Göteborg, Sweden 2006.
3. Wędzik A., Optymalizacja doboru kabli łączących turbiny na obszarze farmy wiatrowej, [Optimal selection of cables for wind farm internal grid] The Jubilee XV. International Scientific Conference „Current Problems in Power Engineering”, APE '11”, Jurata 8–10 June 2011, Vol. 4, pp. 77–87.
4. Wędzik A., Optymalizacja układu połączeń kablowych na obszarze farmy wiatrowej [Optimal layout selection for wind farm internal grid], *Acta Energetica* 2014, No. 3/20, pp. 144–149.
5. Floudas Ch.A., Nonlinear and Mixed-Integer Optimization: Fundamentals and Applications (Topics in Chemical Engineering), Oxford University Press, First Edition, 5 October 1995.
6. Bertsekas D.P., Network Optimization: Continuous and Discrete Models; Athena Scientific, Belmont, MIT Massachusetts, 1998.
7. Donovan S., Wind Farm Optimization, Proceedings of the 7th Triennial Conference of the Asia-Pacific Operations Research Society, Manila, 2006.
8. Donovan S. et al., Mixed Integer Programming Models for Wind Farm Design, MIP 2008 Workshop on Mixed Integer Programming, Columbia University, New York City, 2008.
9. Donovan S., An Improved Mixed Integer Programming Model for Wind Farm Layout Optimization, 41st Annual ORSNZ Conference, 30 Nov – 1 Dec 2006, New Zealand.
10. Wu B.Y., Chao K.–M., Spanning Trees and Optimization Problems, Chapman & Hall/CRC, 2004.
11. Gavish B., Topological design of centralized computer networks: Formulations and algorithms, *Networks* 1982, No. 12, pp. 355–377.

Andrzej Wędzik

Łódź University of Technology
e-mail: andrzej.wedzik@p.lodz.pl

A graduate of Łódź University of Technology. Since 1986 in the Institute of Electrical Power Engineering of his alma mater, now as assistant professor. 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 142–147. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Zintegrowana metoda optymalizacji układu połączeń i doboru kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej

Autor

Andrzej Wędzik

Słowa kluczowe

optymalizacja, energetyka odnawialna, farmy wiatrowe

Streszczenie

Sieć wewnętrzna farmy wiatrowej przypomina rozległą strukturę sieciową. Turbiny wiatrowe są rozmieszczone na dużych obszarach terenu, a łączące je linie kablowe osiągają długości kilkudziesięciu kilometrów. Koszty budowy takiej sieci stanowią znaczący element całej inwestycji. Należy więc, już na etapie projektowania, dążyć do takiej konfiguracji układu połączeń wewnętrznych farmy wiatrowej, aby przy jednoczesnym spełnieniu warunków technicznych koszty takiego przedsięwzięcia były najniższe. Dotychczas dokonywano tego zazwyczaj w dwóch niezależnych procesach. Najpierw określano strukturę sieci zapewniającą najkrótsze możliwe połączenia pomiędzy turbinami, a następnie, do tak określonej struktury, dobierano odpowiednie kable, spełniające wymagania techniczne. Jednak czy przy takim podejściu projektowym zapewniony był optymalny (najniższy) koszt inwestycji? W artykule pada odpowiedź na tak postawione pytanie. Zaprezentowana została metoda realizacji wytyczonego w tytule celu. Przytoczone zostały przykłady obliczeń i porównania wyników dla metod optymalnego doboru struktury połączeń oraz przekrojów kabli sieci wewnętrznej farmy wiatrowej: dwuetapowej i zintegrowanej. Wykazano przydatność zastosowania metody nieliniowej optymalizacji całkowitoliczbowej (ang. *Mixed Integer Nonlinear Programming* – MINLP) do określania optymalnej struktury sieci kablowych na terenie farmy wiatrowej.

Wprowadzenie

Projektanci farm wiatrowych stają przed wieloma problemami technicznymi i ekonomicznymi, które muszą rozwiązać w początkowym etapie inwestycji [1, 2, 3]. Wielokrotnie muszą decydować o wyborze najlepszych i najbardziej ekonomicznych rozwiązań. Standardy gospodarki rynkowej oraz zwykła dbałość o finanse inwestora wymagają, aby wydatki na każdym etapie budowy farmy wiatrowej były jak najniższe. Określenie struktury sieci wewnętrznej farmy wiatrowej, obejmującej połączenia pomiędzy poszczególnymi turbinami oraz dobór odpowiednich przekrojów kabli, realizujących te połączenia, to drugi pod względem wielkości (po zakupie turbin) nakład inwestycyjny, decydujący o kosztach całego projektu. W praktyce, na tym etapie projektowania projektant dąży do zapewnienia możliwe najkrótszych połączeń pomiędzy turbinami oraz GPZ farmy wiatrowej [4]. W procesie wyboru struktury połączeń należy uwzględnić sprawy związane z prawem własności gruntów oraz możliwe, ze względów technicznych, trasy prowadzenia kabli. Przy doborze przekrojów kabli priorytetem jest spełnienie, wymaganych przepisami, ograniczeń technicznych, takich jak: dopuszczalna, długotrwała obciążalność prądowa kabli czy dopuszczalne spadki napięć. Nie należy jednak przy tym zapominać o tym, aby dobór ten zapewnił minimum kosztów zakupu kabli niezbędnych do realizacji wszystkich zaplanowanych połączeń.

Opisane powyżej etapy projektowania zazwyczaj wykonywane są w dwóch niezależnych procesach. Jak należało przypuszczać, rozdzielone w ten sposób zadania, choć optymalne w pojedynczym działaniu, nie zapewniają najlepszego rozwiązania jednoczesnego, zintegrowanego procesu doboru układu połączeń i przekrojów kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej.

W prezentowanym artykule autor koncentruje się na sformułowaniu i analizie

zintegrowanego algorytmu rozwiązania problemu jednoczesnego określenia doboru struktury połączeń i przekrojów kabli sieci wewnętrznej farmy wiatrowej. Pokazuje możliwości zastosowania metody nieliniowej optymalizacji całkowitoliczbowej (ang. *Mixed Integer Nonlinear Programming* – MINLP) [5] do rozwiązania takiego problemu. Przytoczone zostały przykłady obliczeń i porównania wyników dla metod optymalnego doboru struktury połączeń i przekrojów kabli sieci wewnętrznej farmy wiatrowej: dwuetapowej i zintegrowanej.

Opis problemu

Szukanie optymalnej struktury połączeń pomiędzy turbinami a stacją GPZ farmy wiatrowej jest typowym zagadnieniem sieciowym. Do rozwiązania tego problemu można stosować algorytmy optymalizacji grafów [6] zarówno w wersji klasycznej, jak i z wykorzystaniem np. programowania całkowitoliczbowego ze zmiennymi binarnymi (ang. *Mixed Integer Programming* – MIP) [7, 8, 9, 10]. Efektem tego typu działań jest struktura połączeń wewnętrznej sieci rozdzielczej SN farmy wiatrowej, zapewniająca najkrótsze możliwe połączenia pomiędzy turbinami wiatrowymi a GPZ.

Następnym problemem do rozwiązania przy projektowaniu sieci wewnętrznej farmy wiatrowej jest dobór przekrojów kabli wykorzystanych do realizacji połączeń pomiędzy turbinami. Przekroje te powinny zostać wybrane z typoszeregu kabli oferowanych przez producenta, przy jednoczesnym spełnieniu, wymaganych przepisami, ograniczeń technicznych, takich jak: dopuszczalna, długotrwała obciążalność prądowa kabli czy dopuszczalne spadki napięć. Do rozwiązania tego zadania można również wykorzystać metody typu MIP.

Problemy opisane powyżej zazwyczaj rozwiązywane są w dwóch niezależnych procesach. Najpierw określana jest struktura sieci, zapewniająca najkrótsze możliwe połączenia pomiędzy turbinami, a następnie

do tak określonej struktury dobierane są odpowiednie kable spełniające wymagania techniczne. Zaletą takiego podejścia jest przede wszystkim:

- dobra zbieżność i bardzo duża szybkość działania obu algorytmów
- możliwość połączenia działania obu algorytmów w jeden realizujący proces optymalizacji w cyklu: optymalizacja struktury sieci i następnie dobór przekrojów kabli do tak określonych połączeń.

Niestety, proces ten nie zapewnia optymalnego, a więc najtańszego sposobu realizacji tego etapu inwestycji. Z tego też powodu zaproponowana została zintegrowana metoda optymalizacji układu połączeń i doboru kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej. W metodzie tej proces określania struktury sieci i doboru przekrojów kabli odbywa się łącznie, w sposób zintegrowany. Takie podejście zapewnia optymalną strukturę sieci przy jednoczesnym prawidłowym doborze kabli tworzących tę sieć. W celu rozwiązania opisanego powyżej problemu i znalezienia optymalnej struktury sieci wewnętrznej farmy wiatrowej wykorzystana została metoda nieliniowego programowania całkowitoliczbowego, z udziałem zmiennych binarnych (ang. *Mixed Integer Nonlinear Programming* – MINLP) [5]. Głównymi zaletami takich rozwiązań są:

- jednolity, matematyczny opis problemu
- możliwość redukcji ograniczeń (zarówno sieciowych, jak i technicznych) wynikających ze specyfiki opisywanego problemu.

Jako główne kryterium optymalizacji przyjęto minimalizację kosztów inwestycyjnych całej sieci wewnętrznej farmy wiatrowej. Koszty te mogą obejmować różne pozycje wydatków, uzależnione od formy realizacji projektu inwestycji:

1. Forma deweloperska – obejmuje tylko koszty związane z zakupem kabli, gdyż deweloper po sprzedaniu farmy wiatrowej nie jest zainteresowany optymalizacją jej

pracy (np. minimalizacja strat energii w sieci wewnętrznej)

2. Forma inwestora docelowego – obejmuje zarówno koszty zakupu kabli, jak i optymalizację jej pracy, uwzględniając problem minimalizacji strat energii w sieci wewnętrznej. Wynika to z faktu chęci osiągnięcia jak największych przychodów z produkcji energii elektrycznej przez farmę wiatrową.

Model matematyczny problemu

Do sformułowania modelu matematycznego wykorzystana została forma deweloperska. Takie podejście, choć nieco uproszczone, znajduje swoje uzasadnienie w poprzednich pracach autora, w których pokazano, że uwzględnienie minimalizacji strat energii w sieci wewnętrznej farmy wiatrowej w niewielki sposób wpływa na wynik końcowy doboru optymalnej struktury połączeń sieciowych.

Postać funkcji celu:

$$K_{\text{całkowity}} = K_{\text{zakupu kabli}} = 3 * \sum_{i>j} \sum_{j=1}^{LW} \sum_{p=1}^{LPK} L_{j,i} * X_{j,i} * Z_{i,p} * K_p \quad (1)$$

Dobór optymalnej struktury sieci oparty został na algorytmie minimalnego drzewa rozpinającego (ang. *Minimum Spanning Tree*) w postaci uwzględniającej pojedyncze przepływy sieciowe (ang. *single-commodity flow*). Postać odpowiednich równań, realizujący powyższy algorytm, jest następująca [11]:

$$\sum_{i=1}^{LW} X_{i,j} = 1, \forall j = 2 \dots LW \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{LW} Y_{i,j} - \sum_{i>1} Y_{j,i} = 1, \forall j = 2 \dots LW \quad (3)$$

$$X_{i,j} \leq Y_{i,j}, \quad \forall i = 1 \dots LW; \forall j = 2 \dots LW \quad (4)$$

$$Y_{i,j} \leq (LW - d_i) * X_{i,j}, \quad \forall i = 1 \dots LW; \forall j = 2 \dots LW \quad (5)$$

Równania sieciowe uzupełniane są równaniami opisującymi ograniczenia techniczne, które są konieczne do spełnienia w projektowanej sieci:

Dopuszczalna długość obciążalności prądowej dla każdego odcinka linii:

$$\sum_{p=1}^{LPK} Idd_p * Z_{i,p} \leq \sum_{j=1}^{LW} I_{N \text{ turbiny}} * Y_{j,i}, \quad \forall i = 2 \dots LW \quad (6)$$

Dopuszczalne spadki napięcia dla każdego odcinka linii:

$$\sqrt{3} * \sum_{i>j} \sum_{j=1}^{LW} \sum_{p=1}^{LPK} L_{j,i} * X_{j,i} * I_{N \text{ turbiny}} * Y_{j,i} * Z_{i,p} * (R_p \cos \phi + XL_p \sin \phi) \leq \Delta U_{\max}, \quad \forall i = 2 \dots LW \quad (7)$$

Zmienne występujące w powyższych równaniach:

$X_{i,j}$ – zmienne decyzyjne (binarne) wyboru połączenia pomiędzy węzłami i, j (wymiar $LW \times LW$), $Y_{i,j}$ – zmienne przepływów sieciowych pomiędzy węzłami i, j (wymiar $LW \times LW$), $Z_{i,p}$ – zmienne decyzyjne (binarne) wyboru danego przekroju kabla dla odcinka i, j sieci (wymiar $LW \times LPK$).

Symbole i oznaczenia użyte w powyższych równaniach:

LW – liczba turbin (węzłów sieci wewnętrznej farmy wiatrowej), LPK – liczba przekrojów kabli w typoszeregu, $L_{i,j}$ – macierz odległości pomiędzy węzłami i, j (wymiar $LW \times LW$) [km], K_p – jednostkowy koszt 1 km kabla o przekroju s_j z typoszeregu kabli [zł/km], Idd_p – dopuszczalna, długość obciążalności kabla o przekroju s_j z typoszeregu kabli [A], $I_{N \text{ turbiny}}$ – prąd znamionowy pojedynczej turbiny [A], R_p – rezystancja jednostkowa kabla o przekroju s_j z typoszeregu kabli [Ω /km], XL_p – reaktancja indukcyjna, jednostkowa kabla o przekroju s_j z typoszeregu kabli [Ω /km], ΔU_{\max} – maksymalny, dopuszczalny spadek napięcia dla odcinka i, j linii kablowej.

Zapisane powyżej równania stanowią podstawę zintegrowanego algorytmu jednoczesnej optymalizacji układu połączeń i doboru kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej. Dzięki zastosowaniu metody MINLP możliwe jest sformułowanie dodatkowych ograniczeń, m.in. do:

- wyboru podziału turbin na określoną liczbę sekcji
- możliwości wyboru liczby turbin w pojedynczej sekcji
- możliwości uwzględnienia wymuszonej drogi prowadzenia kabli itp.

Niestety, zastosowany model nie ma charakteru liniowego. W rzeczywistości jest to model nieliniowy, całkowitoliczbowy, z udziałem zmiennych binarnych (MINLP). Dodatkowo, ze względu na obecność iloczynów zmiennych zarówno w funkcji, jak i w ograniczeniach, problem opisany równaniami (1)–(7) jest niewypukły (ang. *nonconvex*). Powyższe fakty sprawiają, że:

- problem jest bardzo trudny do rozwiązania
- znalezione rozwiązanie ma charakter lokalny
- rozwiązanie może zależeć od wyboru punktu startowego
- niewiele programów obliczeniowych radzi sobie z tego typu problemami, co znacznie zawęża i utrudnia znalezienie rozwiązania.

Studium przypadku – przykłady obliczeniowe

W celu przetestowania i sprawdzenia przydatności zaproponowanej metody zostały przeprowadzone obliczenia dla lokalizacji turbin na terenie realnej farmy wiatrowej, dla której przeprowadzana była ekspertyza wpływu przyłączenia tej farmy na pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Celowo do porównań została wybrana farma, dla której wyniki obliczeń były prezentowane w poprzednich pracach autora. Analizie porównawczej zostały poddane następujące warianty określania optymalnej struktury sieci i doboru kabli:

- Rozdzielny, dwuetapowy algorytm optymalizacyjny, polegający na:

- określeniu optymalnego układu połączeń pomiędzy turbinami z wykorzystaniem algorytmu minimalnego drzewa rozpinającego (1 etap)
 - optymalny dobór kabli do określonego w 1 etapie układu połączeń (2 etap).
- Oba etapy mają postać liniową i do ich rozwiązania możliwe jest bezpośrednie wykorzystanie metod programowania całkowitoliczbowego, z udziałem zmiennych binarnych (MIP).

- Zintegrowany, jednoetapowy algorytm optymalizacji układu połączeń i doboru kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej.

Zastosowany model jest w tym przypadku nieliniowy, całkowitoliczbowy, z udziałem zmiennych binarnych (MINLP).

W obliczeniach porównawczych przyjęto, że połączenia pomiędzy turbinami dokonywane są za pomocą pojedynczej linii kablowej (wykluczono połączenia liniami równoległymi).

W obliczeniach zostały wykorzystane następujące silniki obliczeniowe:

- AlphaECP (do problemu MINLP)
- FICO® Xpress Optimization Suite v. 7.8 64-bit (do problemu MIP)
- IBM ILOG CPLEX Optimizer v. 12.6 (do problemu MIP)
- GUROBI Optimizer v. 6.0 (do problemu MIP).

W artykule wykorzystano dane jednego z wiodących polskich producentów kabli – firmy TELE-FONIKA Kable sp. z o.o. S.K.A. W celu większego uwiarygodnienia wyników obliczeń wykorzystano dane jednego z rodzajów kabli, które obecnie firma najczęściej proponuje inwestorom budującym farmy wiatrowe. Jest to kabel XRUHAKXS 18/30 kV (tab. 1).

Wariant 1

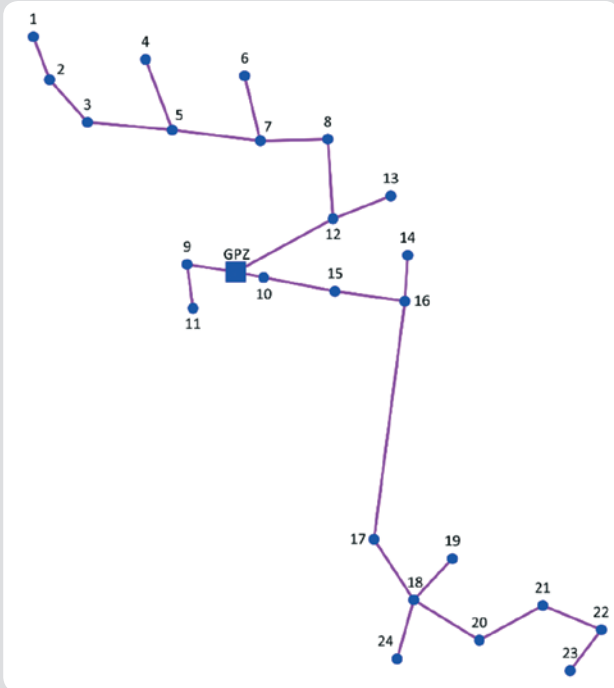
Porównanie optymalnej struktury sieci przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń technicznych.

W przypadku rozdzielnego, dwuetapowego algorytmu optymalizacyjnego rozwiązanie postawionego problemu nie jest możliwe przy założeniu połączeń pomiędzy turbinami realizowanych za pomocą pojedynczej linii kablowej. Minimalne drzewo rozpinające, otrzymane w wyniku obliczeń, składa się z dwóch sekcji, z których jedna zawiera aż 22 turbiny. Z porównania danych dopuszczalnych długości obciążalności kabli z typoszeregu oraz prądu znamionowego pojedynczej turbiny wynika, że w przypadku połączenia turbin pojedynczymi liniami kablowymi możliwe jest podłączenie maksymalnie 14 turbin do jednej sekcji. Taka też wartość została przyjęta do obliczeń (jako dodatkowe ograniczenie) w rozdzielnym, dwuetapowym algorytmie optymalizacyjnym. Wyniki porównawcze dla obu algorytmów optymalizacyjnych przedstawione zostały na rys. 1 i 2.

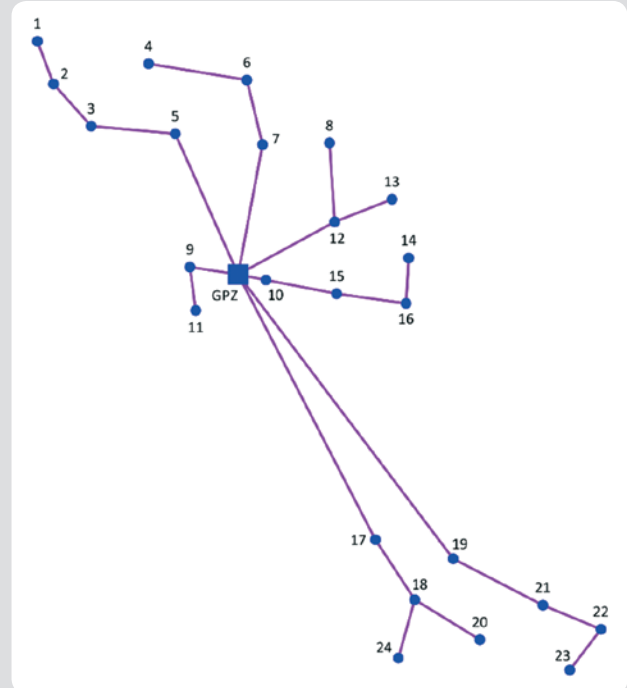
Wariant 2

Porównanie optymalnej struktury sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych i określonej liczby sekcji.

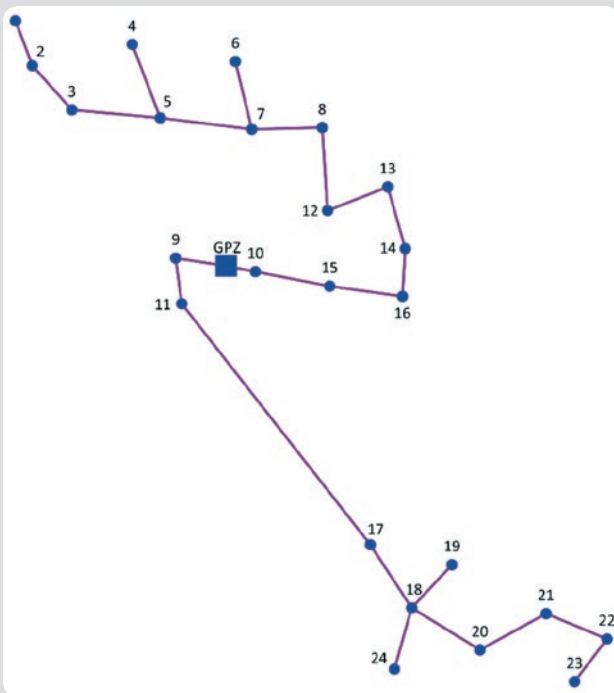
W wariantcie tym porównane zostały wyniki obliczeń dla przypadku konieczności ograniczenia liczby sekcji, na które podzielona



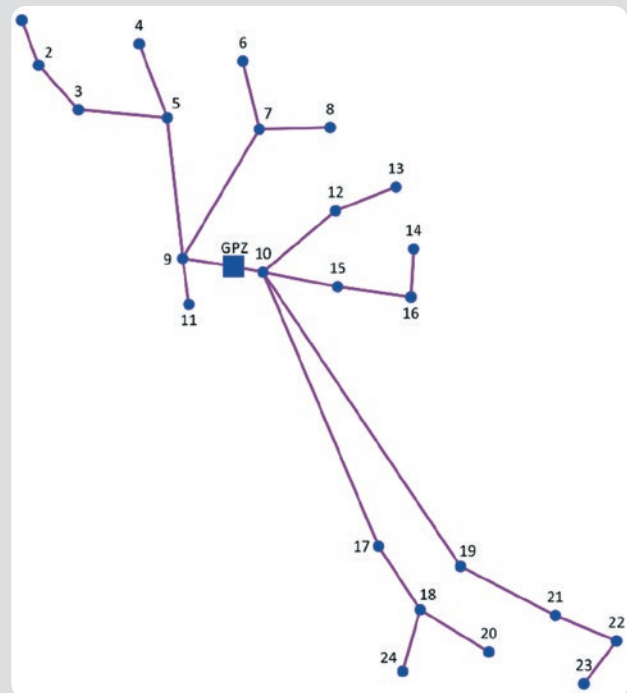
Rys. 1. Struktura sieci przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń technicznych – algorytm dwuetapowy



Rys. 2. Struktura sieci przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń technicznych – algorytm zintegrowany



Rys. 3. Struktura sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych i maksymalnie dwóch sekcjach – algorytm dwuetapowy



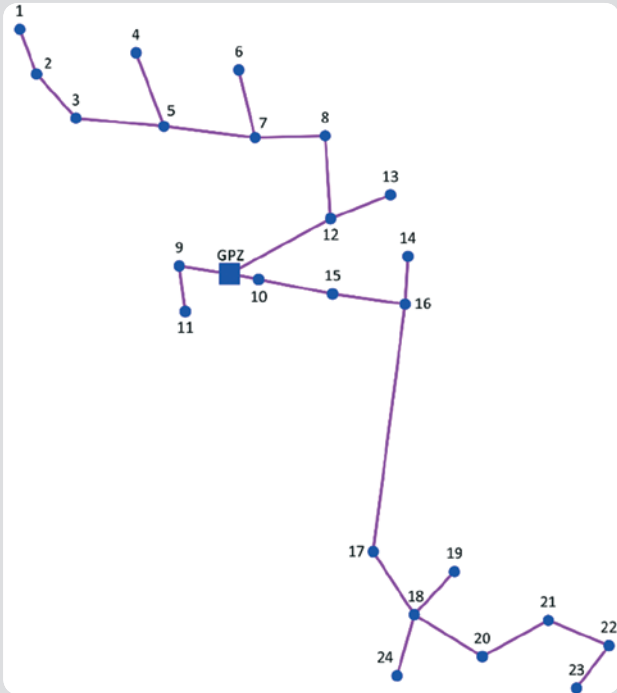
Rys. 4. Struktura sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych i maksymalnie dwóch sekcjach – algorytm zintegrowany

została sieć wewnętrzna farmy wiatrowej. Jest to dość częsty przypadek, wynikający z ograniczonej ilości wolnych pól liniowych w GPZ, do którego podłączana jest farma. Porównania dokonano dla przypadku maksymalnie dwóch sekcji. Wyniki porównawcze dla obu algorytmów optymalizacyjnych przedstawione zostały na rys. 3 i 4.

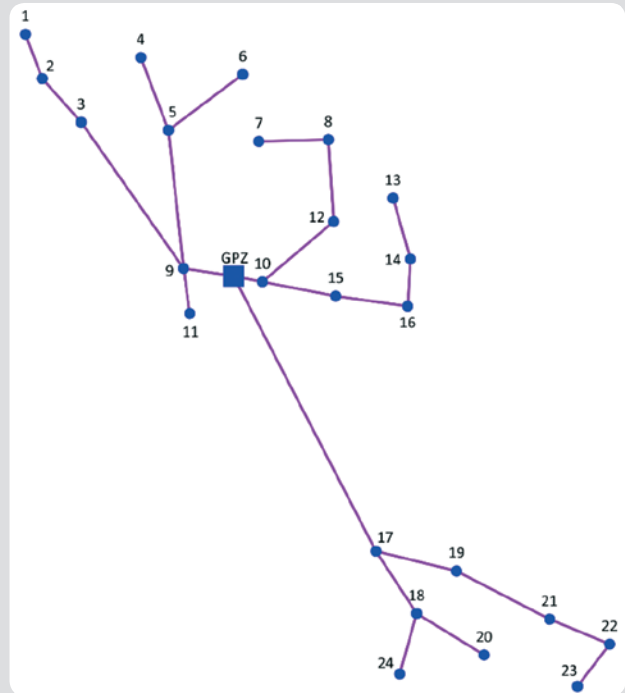
Wariant 3

Porównanie optymalnej struktury sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych, określonej liczby sekcji i określonej liczby przekrojów kabli. W wariantcie tym zostały porównane wyniki obliczeń dla przypadku, w którym inwestor (projektant) nie chce stosować zbyt zróżnicowanego zestawu kabli i ogranicza go do kilku przekrojów. Otrzymane w ten

sposób koszty są oczywiście wyższe, jednak mniejsza liczba różnych przekrojów ułatwia w wielu przypadkach realizację inwestycji od strony logistycznej. Porównania dokonano dla przypadku maksymalnie trzech sekcji i maksymalnie trzech przekrojów przewodów. Wyniki porównawcze dla obu algorytmów optymalizacyjnych przedstawione zostały na rys. 5 i 6.



Rys. 5. Struktura sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych, maksymalnie trzech sekcjach i trzech rodzajach przekrojów kabli – algorytm dwuetapowy



Rys. 6. Struktura sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych, maksymalnie trzech sekcjach i trzech rodzajach przekrojów kabli – algorytm zintegrowany

Przekrój kabla (żyła robocza /żyła powrotna)	Cena netto 1 km kabla	Rezystancja żyły roboczej	Reaktancja indukcyjna kabli	Pojemność kabla	Reaktancja pojemnościowa kabla	Obciążalność prądowa długotrwała kabla	Prąd ładowania kabla
[mm ²]	[zł/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[μF/km]	[kΩ/km]	[A]	[A/km]
1 x 50/16	27 766	0,588	0,151	0,14	22,75	175	0,79
1 x 70/25	34 838	0,420	0,144	0,15	21,23	210	0,85
1 x 95/35	36 271	0,310	0,138	0,17	18,73	250	0,96
1 x 120/50	45 487	0,245	0,132	0,18	17,96	285	1,02
1 x 150/50	47 048	0,196	0,126	0,19	16,76	320	1,07
1 x 185/50	50 989	0,159	0,122	0,20	15,92	360	1,13
1 x 240/50	58 908	0,123	0,119	0,22	14,48	420	1,24
1 x 300/50	76 420	0,098	0,113	0,24	13,27	475	1,36
1 x 400/50	91 198	0,074	0,107	0,27	11,80	540	1,53
1 x 500/50	107 573	0,059	0,104	0,29	10,98	605	1,64
1 x 630/50	149 030	0,047	0,100	0,32	9,95	675	1,81
1 x 800/50	180 165	0,037	0,097	0,35	9,10	750	1,98
1 x 1000/50	250 000	0,029	0,094	0,38	8,38	820	2,15

Tab. 1. Podstawowe parametry techniczne i ekonomiczne kabla XRUHAKXS 18/30 kV

Zestawienie wyników obliczeń, dla otrzymanych struktur sieci wewnętrznej farmy wiatrowej, zaprezentowanych na rys. 1–6, przedstawiono w tab. 2.

Wnioski

Zaprezentowana w artykule analiza porównawcza dwóch metod określania optymalnej struktury sieci wewnętrznej farmy wiatrowej

wykazała, że rozwiązywanie tego problemu w dwóch niezależnych procesach nie zapewnia optymalnego, a więc najtańszego sposobu realizacji inwestycji. Wykazano jednocześnie przydatność wykorzystania metody nieliniowego programowania całkowitoliczbowego, z udziałem zmiennych binarnych (MINLP). Wykorzystanie tej metody zapewnia optymalną strukturę sieci

przy jednoczesnym prawidłowym doborze kabli tworzących tę sieć. Wyniki obliczeń, zestawione w tab. 2, wykazują jednoznacznie wyższość algorytmu zintegrowanego nad algorytmem dwuetapowym. Korzyści wynikające ze stosowania metody zintegrowanej mogą osiągnąć nawet ponad 32% kosztów inwestycji.

		Wariant 1		Wariant 2		Wariant 3	
		Algorytm dwuetapowy	Algorytm zintegrowany	Algorytm dwuetapowy	Algorytm zintegrowany	Algorytm dwuetapowy	Algorytm zintegrowany
Długość linii	[m]	15 169	19 992	15 198	19 092	15 169	17 401
Liczba sekcji	[szt.]	3	7	2	2	3	3
Liczba przekrojów kabli	[szt.]	8	2	9	5	3	3
Koszt całkowity	[PLN]	2 381 317	1 853 905	2 944 363	1 985 128	2 914 631	1 965 868
Różnica kosztów	[%]	22,15		32,58		32,55	

Tab. 2. Zestawienie wyników obliczeń dla poszczególnych wariantów obliczeniowych doboru optymalnej struktury sieci wewnętrznej farmy wiatrowej

Należy jednak podkreślić spore kłopoty związane ze stosowaniem tego algorytmu. Problem jest typu binarnego. Ze względu na obecność iloczynów zmiennych zarówno w funkcji, jak i w ograniczeniach jest on również nieliniowy i niewypukły (ang. *nonconvex*). Powyższe fakty sprawiają, że:

- problem jest bardzo trudny do rozwiązania – jest typu NP-trudnego (ang. *NP-Hard*)
- znalezione rozwiązanie ma charakter lokalny – w takich sytuacjach bardzo często do znalezionego rozwiązania powinno się używać określenia „najlepsze znalezione rozwiązanie”
- rozwiązanie może zależeć od wyboru punktu startowego – należy wykonać wiele obliczeń z różnych punktów startowych, aby bardziej uwiarygodnić wyniki końcowe obliczeń
- niewiele programów obliczeniowych radzi sobie z tego typu problemami, co znacznie zawęża i utrudnia znalezienie rozwiązania – w rozpatrywanym przypadku poradził sobie jedynie silnik obliczeniowy AlphaECP w połączeniu z GUROBI i FICO® Xpress
- obliczenia zajmują stosunkowo dużo czasu (w porównaniu z metodami typu MIP) – znalezienie optymalnej struktury sieci zajmowało od ok. 30 s (wariant 1) do kilkuset sekund (warianty 2 i 3), przy czym wyniki w wariantach 2 i 3 są takie tylko dzięki zastosowaniu odpowiednich strategii obliczeniowych. W innym przypadku czasy te dochodziły nawet do ponad 10 000 s.

Kierunki przyszłych badań

Wymienione w powyższych wnioskach trudności i kłopoty obliczeniowe wskazują jednoznacznie na kierunki dalszych badań. Do najważniejszych można zaliczyć:

- znalezienie dokładniejszych zależności pomiędzy zmiennymi opisującymi problem, które pozwolą na zwiększenie prędkości działania metody
 - znalezienie prawidłowego przybliżenia liniowego opisywanego problemu, które pozwoli z powodzeniem zastosować metody typu MIP, charakteryzujące się dobrą zbieżnością i szybkością działania.
- Do problemów technicznych, którymi warto zainteresować się w przyszłości, można zaliczyć przede wszystkim:
- uwzględnienie możliwości prowadzenia linii równoległych na niektórych odcinkach sieci, co może jeszcze bardziej obniżyć koszty całej inwestycji
 - uwzględnienie w obliczeniach problemu minimalizacji strat energii w sieci wewnętrznej farmy wiatrowej.

Bibliografia

1. Lundberg S., Evaluation of wind farm layouts, *EPE Journal* 2006, Vol. 16, No. 1, s. 14–21.
2. Lundberg S., Wind Farm Configuration and Energy Efficiency Studies – Series DC versus AC Layouts, praca doktorska, Department of Energy and Environment, Chalmers University Of Technology, Göteborg, Sweden 2006.
3. Wędzik A., Optymalizacja doboru kabli łączących turbiny na obszarze

farmy wiatrowej, Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce. APE '11”, Jurata 8–10 czerwca 2011, t. IV, s. 77–87.

4. Wędzik A., Optymalizacja układu połączeń kablowych na obszarze farmy wiatrowej, *Acta Energetica* 2014, nr 3/20, s. 144–149.
5. Floudas Ch.A., Nonlinear and Mixed-Integer Optimization: Fundamentals and Applications (Topics in Chemical Engineering), Oxford University Press, First Edition, 5 października 1995.
6. Bertsekas D.P., Network Optimization: Continuous and Discrete Models; Athena Scientific, Belmont, MIT Massachusetts, 1998.
7. Donovan S., Wind Farm Optimization, Proceedings of the 7th Triennial Conference of the Asia-Pacific Operations Research Society, Manila, 2006.
8. Donovan S. i in., Mixed Integer Programming Models for Wind Farm Design, MIP 2008 Workshop on Mixed Integer Programming, Columbia University, New York City, 2008.
9. Donovan S., An Improved Mixed Integer Programming Model for Wind Farm Layout Optimisation, 41st Annual ORSNZ Conference, 30 listopada – 1 grudnia 2006, New Zealand.
10. Wu B.Y., Chao K.-M., Spanning Trees and Optimization Problems, Chapman & Hall/CRC, 2004.
11. Gavish B., Topological design of centralized computer networks: Formulations and algorithms, *Networks* 1982, nr 12, s. 355–377.

Andrzej Wędzik

dr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: andrzej.wedzik@p.lodz.pl

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