

# Optimisation of Cable Cross in Medium Voltage Networks of a Wind Farm

## Author

Marek Semków

## Keywords

optimisation, wind farms

## Abstract

The article presents the results of a comparative analysis of the selection of optimal cable dimensions and internal voltage for a wind farm grid. The analysis was performed for rated grid voltages, 15 kV and 20 kV. It related to the merits of the farm's MV grid optimisation. The objective function of the calculation algorithm takes into account the energy losses in cable lines of the farm's MV grid, and the cable lines' cost.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013411

## 1. Introduction

The currently used universal design solutions appear to be optimal because they have been proven in existing systems. This notion also applies to the commonly used cable selection methodology. The paper presents an analysis, which shows that the choice of cable cross-sections according to the criterion that meets the requirements of relevant standards and minimum initial cost is not always optimal. It should be considered that these solutions take into account the initial cost only, neglecting very important operational aspects [1].

In order to optimise an entire wind farm (FW), should take into account at least the following four parameters at least the following four parameters should be taken into account: selection of the optimal wind farm layout in the area, determination of the structure of interfaces between individual turbines, selection of the optimum conductor cross-sections, and selection of the optimum voltage level [5]. The paper presents a comparative analysis of the selection of optimum cable cross sections and internal voltage (MV grid) for the analysed wind farm.

## 2. General description of the analyzed wind farm

Fig. 1 presents a diagram of the discussed wind farm's grid connections, with the distances between the individual turbines. It consists of 10 ENERCON E-82 wind turbines of the type with rated power 2 MW each. The turbines are equipped with 2.1 MVA power of transformers with lower voltage 0.69 kV. The turbines are divided into two groups of five. The farm is connected to a 110 kV power system node by a 25 MVA transformer. The analysis was carried out for the farm's two internal voltages: 20 kV and 15 kV.

For the analysis a XRUHAKXS medium voltage power cable was selected, as one of the most recommended by manufacturers for

wind farms [5]. Tab. 1 and 2 present parameters and unit prices of the cables with different diameters and rated voltages of 8.7/15 kV and 12/20 kV, laid directly in the ground, in triangular configuration – in contact with each other. Disregarded in the wind farm's MV grid optimisation algorithm was the 1000 mm<sup>2</sup> cable, because its use is associated with connection issues resulting in a significant increase in the capital expenditures [6].

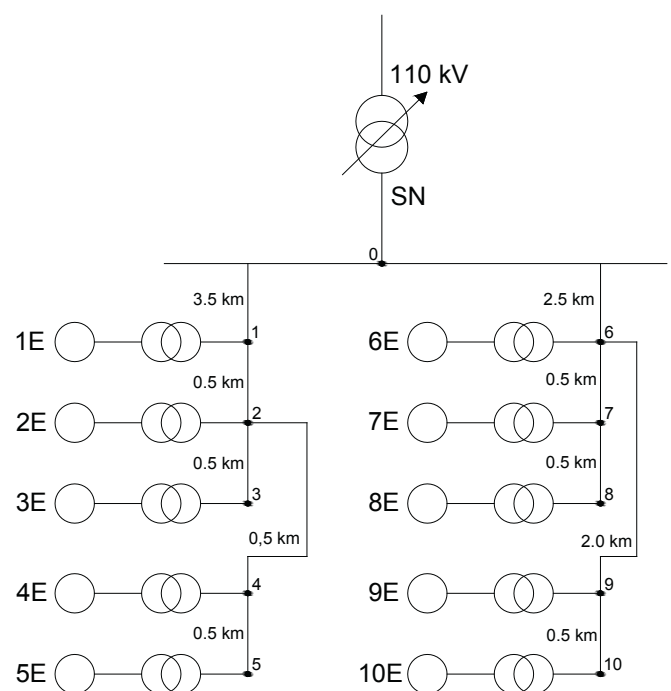


Fig. 1. Grid connection diagram of the analyzed wind farm

Cable No.	s [mm <sup>2</sup> ]	R' [Ω/km]	X' [Ω/km]	C' [μF/km]	I <sub>dd</sub> [A]	Cable price [PLN/km]	Three cables price [PLN/km]
1	35	1.113	0.147	0.15	145	60 392	181 176
2	50	0.825	0.141	0.18	175	65 485	196 455
3	70	0.571	0.135	0.2	210	81 705	245 115
4	95	0.413	0.129	0.22	250	86 850	260 550
5	120	0.328	0.122	0.23	285	108 346	325 038
6	150	0.268	0.116	0.25	320	117 823	353 469
7	185	0.215	0.116	0.27	360	128 457	385 371
8	240	0.165	0.11	0.3	420	138 384	415 152
9	300	0.133	0.107	0.32	475	191 070	573 210
10	400	0.107	0.1	0.36	540	238 142	714 426
11	500	0.085	0.097	0.4	605	288 096	864 288
12	630	0.068	0.094	0.44	675	391 579	1 174 737
13	800	0.055	0.091	0.49	750	467 179	1 401 537

Tab. 1. XRUHAKXS 8.7/15 kV cable rated data [4]

Cable No.	s [mm <sup>2</sup> ]	R' [Ω/km]	X' [Ω/km]	C' [μF/km]	I <sub>dd</sub> [A]	Price [PLN/km]	Three cables price [PLN/km]
1	35	1.113	0.142	0.17	145	65 522	196 566
2	50	0.825	0.138	0.21	175	71 350	214 050
3	70	0.571	0.132	0.23	210	86 736	260 208
4	95	0.413	0.126	0.26	250	92 477	277 431
5	120	0.328	0.119	0.27	285	110 755	332 265
6	150	0.268	0.113	0.29	320	122 015	366 045
7	185	0.215	0.11	0.32	360	132 408	397 224
8	240	0.165	0.107	0.35	420	140 671	422 013
9	300	0.133	0.104	0.38	475	202 962	608 886
10	400	0.107	0.097	0.43	540	244 423	733 269
11	500	0.085	0.094	0.47	605	293 945	881 835
12	630	0.068	0.091	0.52	675	401 702	1 205 106
13	800	0.055	0.091	0.59	750	479 998	1 439 994

Tab. 2. XRUHAKXS 12/20 kV cable rated data [4]

where:

Cable No. – Item No.

s [mm<sup>2</sup>] – rated conductor cross section

R' [Ω/km] – resistance per unit length of cable

X' [Ω/km] – reactance per unit length of cable

C' [Ω/km] – capacitance per unit length of cable

I<sub>dd</sub> [A] – permissible continuous current-carrying capacity of cable

Price [PLN/km] – cost per unit length of cable.

The method of calculating the energy loss in a wind farm grid was presented in paper [5]. It involves the calculation of the power losses in individual cable sections, then their multiplication by the annual duration of maximum losses, and finally summing

up all energy losses. The presented algorithm takes into account the wind turbine generation characteristics (Fig. 2) and the wind speed distribution (Fig. 3), which in the author's opinion is closer to reality, i.e. the losses of power (energy) so calculated are closer to the actual losses in the wind farm grid.

The algorithm does not take into account the switchgear and accessories price differences depending on the analyzed voltage.

The wind power generation characteristics (Fig. 2) are given by the manufacturer and represents power output to the system as a function of wind speed. Since at the same time the variability of energy in the wind stream throughout a year (Fig. 3) is sufficiently predictable, this allows a fairly accurate estimate of the energy that will be produced (input to the power grid) over the year.

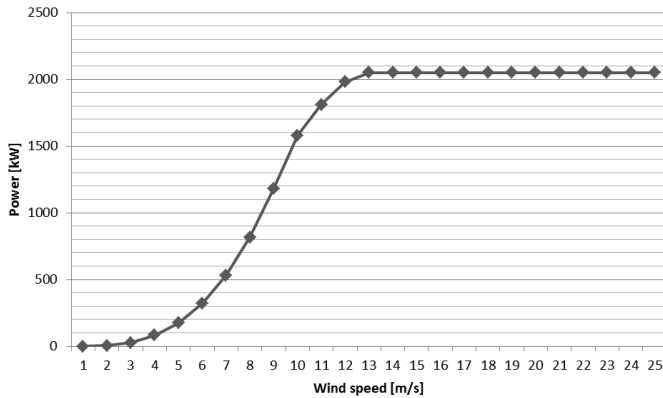


Fig. 2. Generation characteristic of ENERCON E-82 2 MW turbine [source: ENERCON GmbH]

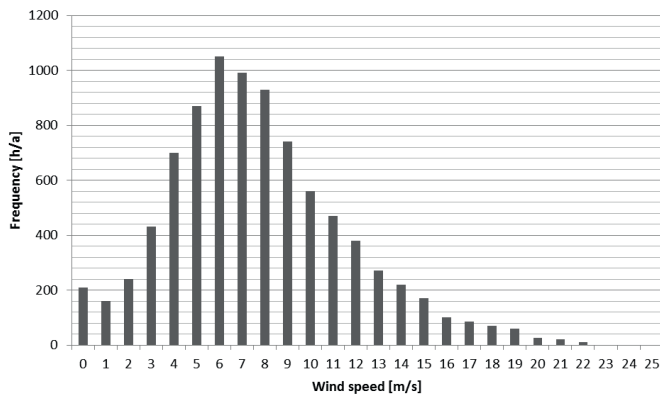


Fig. 3. Wind speed histogram

### 3. Assumptions adopted for the calculations

For the calculation of the costs associated with losses of electricity in the wind farm the electricity price as of 2011 was adopted. It amounted to 470.24 PLN/MWh and consisted of the prices of:

- electricity in a competitive market: 195.32 PLN/MWh (according to URE Energy Regulatory Office)
- certificates of origin, so-called green certificates: 274.92 PLN/MWh (according to URE Energy Regulatory Office).

First the cables were selected by the commonly used method, i.e. to minimise the initial capex cost. This entails the selection of the minimum cable cross sections subject to the following constraints:

- maximum current in the cables at fault-free operation is less than or equal to the permissible continuous current-carrying capacity of the section
- there are no voltage excesses in the system
- the system satisfies the short-circuit requirements.

It can be formulated as follows:

$$s = \bigwedge_{(i,j)} s_{ij} \rightarrow \min \quad (1)$$

subject to the following constraints:

$$\bigwedge_{(i,j)} I_{ij} \leq I_{dd(i,j)} \quad (2)$$

$$\bigwedge_i U_m \leq U_i \leq U_M \quad (3)$$

where:

$i, j$  – wind farm MV grid nodes

$s_{ij}$  – cable cross-section in  $i$ - $j$  branch

$I_{dd(i,j)}$  – permissible continuous current-carrying capacity of the cable's  $i$ - $j$  branch

$I_{ij}$  –  $i$ - $j$  branch current

$U_m$  – minimum voltage

$U_i$  –  $i$  node voltage

$U_M$  – maximum voltage.

The optimum cable selection algorithm takes into account the following assumptions:

- cable conductor cross sections must be at least such as those determined to minimize the initial cable cost
- energy losses cost changes with time (discounted calculation)
- total cost of the cables and energy losses in the farm should be minimized.

This corresponds to the following minimized objective function:

$$\left\{ \sum_{k=1}^L \left[ (1+d)^{-k} \cdot \sum_{n=1}^{10} E_n(v) \cdot L \cdot K_c \right] + \sum_{n=1}^{10} K(s_n) \right\} \rightarrow \min \quad (4)$$

where:

$n$  – branch index

$k$  – year in calculation period

$d$  – discount rate

$E_n(v)$  – energy losses in wind farm grid depending on wind speed distribution

$L$  – number of years

$K_c$  – sum of energy and certificate prices

$s_n$  – cable cross-section

$K(s_n)$  – cable cost.

The objective function (4) minimisation purpose is to select the optimum cross-section of the wind farm grid cables, subject to constraints (3) and (4).

The presented optimum cable selection algorithm consists in reading the values determined to minimize the initial costs, and then increasing the cable cross-sections in each branch until constraint (4) is met.

The calculations disregard cable laying costs, as their impact on the optimisation process is negligible [5]. In Tab. 3 the variable costs of labour and equipment are presented, depending on XRUHAKXS cable cross-section for two rated voltages: 15 kV ( $K_{R15}$ ) and 20 kV ( $K_{R20}$ ).

Cable No.	s [mm <sup>2</sup> ]	K <sub>R15</sub> [PLN/m]	K <sub>R20</sub> [PLN/m]
1	35	4.50	4.50
2	50	4.50	4.50
3	70	4.50	5.65
4	95	5.65	5.65
5	120	5.65	5.65
6	150	5.65	5.65
7	185	5.65	5.65
8	240	5.65	7.57
9	300	7.57	7.57
10	400	7.57	7.57
11	500	7.57	11.14
12	630	11.14	11.14
13	800	11.14	11.14

Tab. 3. Variable labour and equipment cost, depending on cable cross-section [7, 8]

#### 4. Analysis of the results

In Tab. 4 ( $U_n = 20$  kV) and Tab. 5 ( $U_n = 15$  kV) details are presented of losses in the cable lines ( $\Delta P_{ij}$ ,  $\Delta Q_{ij}$ ) and set transformers ( $\Delta P_{Tij}$ ,  $\Delta Q_{Tij}$ ) of the wind farm in the case of minimum initial cost with no objective function (4) minimisation.

Based on the above data, it can be concluded that the active power losses in the wind farm's cables ( $\Delta P_{ij}$ ) are much larger than the losses in its set transformers ( $\Delta P_{Tij}$ ). If the analysed farm grid's rated voltage is 20 kV (Tab. 4), these losses are more than three times higher.

The active power losses in cables ( $\Delta P_{ij}$ ) and transformers ( $\Delta P_{Tij}$ ) depend on the farm voltage. Although larger (more expensive) cable cross-sections are used in the farm with a rated grid voltage of 15 kV, the losses are higher than at the farm with voltage 20 kV. This means that the farm's rated MV voltage has a very large impact on the efficiency of investment in a wind farm. The relationship of power and energy losses with the voltage is commonly known.

Branch		s [mm <sup>2</sup> ]	$\Delta P_{ij}$ [MW]	$\Delta Q_{ij}$ [MVar]	$\Delta P_{Tij}$ [MW]	$\Delta Q_{Tij}$ [MVar]
i	j					
1	0	120	0.277	0.103	0.019	0.110
2	1	95	0.032	0.010	0.018	0.109
3	2	35	0.005	0.001	0.018	0.109
4	2	50	0.016	0.003	0.018	0.108
5	4	35	0.005	0.001	0.018	0.108
6	0	120	0.199	0.074	0.019	0.112
7	6	35	0.085	0.011	0.018	0.107
8	7	35	0.005	0.001	0.018	0.107
9	6	35	0.022	0.003	0.019	0.111
10	9	35	0.005	0.001	0.019	0.110
Total:			0.651	0.207	0.184	1.091

Tab. 4. Calculated power losses in each cable branch and set transformer in the grid with 20 kV rated voltage, for minimised cable cross-sections

Branch		s [mm <sup>2</sup> ]	$\Delta P_{ij}$ [MW]	$\Delta Q_{ij}$ [MVar]	$\Delta P_{Tij}$ [MW]	$\Delta Q_{Tij}$ [MVar]
i	j					
1	0	240	0.248	0.165	0.021	0.197
2	1	150	0.037	0.016	0.032	0.193
3	2	35	0.010	0.001	0.032	0.191
4	2	50	0.028	0.005	0.032	0.19
5	4	35	0.009	0.001	0.032	0.189
6	0	240	0.176	0.118	0.033	0.197
7	6	50	0.110	0.019	0.032	0.187
8	7	35	0.009	0.001	0.031	0.185
9	6	50	0.029	0.005	0.033	0.194
10	9	35	0.010	0.001	0.033	0.193
Total:			0.664	0.332	0.311	1.917

Tab. 5. Calculated power losses in each cable branch and set transformer in the grid with 15 kV rated voltage, for minimised cable cross-sections

Branch		s [mm <sup>2</sup> ]	$\Delta P_{ij}$ [MW]	$\Delta Q_{ij}$ [MVar]	$\Delta P_{Tij}$ [MW]	$\Delta Q_{Tij}$ [MVar]
i	j					
1	0	240	0.144	0.096	0.019	0.113
2	1	240	0.013	0.009	0.019	0.113
3	2	95	0.002	0.001	0.019	0.112
4	2	240	0.003	0.002	0.019	0.113
5	4	95	0.002	0.001	0.019	0.112
6	0	240	0.104	0.069	0.019	0.114
7	6	240	0.013	0.009	0.019	0.113
8	7	95	0.002	0.001	0.019	0.113
9	6	240	0.003	0.002	0.019	0.114
10	9	95	0.002	0.001	0.019	0.113
Total:			0.289	0.190	0.191	1.130

Tab. 6. Calculated power losses in each cable branch and set transformer in the grid with 20 kV rated voltage, for optimised cable cross-sections

Branch		s [mm <sup>2</sup> ]	$\Delta P_{ij}$ [MW]	$\Delta Q_{ij}$ [MVar]	$\Delta P_{Tij}$ [MW]	$\Delta Q_{Tij}$ [MVar]
i	j					
1	0	500	0.132	0.151	0.021	0.201
2	1	400	0.015	0.014	0.034	0.198
3	2	95	0.004	0.001	0.033	0.198
4	2	240	0.006	0.004	0.033	0.198
5	4	95	0.004	0.001	0.033	0.197
6	0	500	0.094	0.108	0.034	0.200
7	6	240	0.023	0.016	0.033	0.198
8	7	95	0.004	0.001	0.033	0.198
9	6	240	0.006	0.004	0.034	0.200
10	9	95	0.004	0.001	0.034	0.199
Total:			0.291	0.3	0.323	1.987

Tab. 7. Calculated power losses in each cable branch and set transformer in the grid with 15 kV rated voltage, for optimised cable cross-sections

In wind farms with radially structured internal grids the cable cross-sections are graded, i.e. the cable branches most remote from the main substation’s MV buses are the thinnest, and those closest – the thickest.

In Tab. 6 ( $U_n = 20$  kV) and Tab. 7 ( $U_n = 15$  kV) the results of the objective function (4) optimisation are presented, and details of power losses in wind farm’s cable lines and set transformers.

The power losses in Tab. 6 and Tab. 7 refer only to the wind farm’s certain predetermined power output P and Q. The effect of the optimisation is a significant decrease in power loss in the cables. This is due to the smaller resistance of cables with a larger (relative to the grid with so-called minimum diameters) radius. The power losses in cables ( $\Delta P_{ij}$ ) of the wind farm grid with a rated voltage of 20 kV decreased by ca. 0.362 MW, and a rated voltage of 15 kV by ca. 0.374 MW. For the power output P and Q here assumed, the active power losses in cables ( $\Delta P_{ij}$ ) are similar for both analyzed voltages. With regard to the cable cross-section

minimisation results, greater difference is obtained in the process of grid optimisation of the farm with lower rated voltage. This is a consequence of the selection of cables with larger cross sections, and hence higher capex costs (cable cost), thus the more cost-effective solution becomes the wind farm with rated grid voltage of 20 kV.

In Tab. 8 the results of calculations for four different variants of the farm grid cable cross-sections selection are summarised. Data in Tab. 8 shows the effect of the selection method of wind farm grid cable cross-sections on the cost of energy losses in the farm’s assumed life-cycle, i.e. 20 years ( $K_{\Delta E20}$ ). Data in Tab. 8 allow comparing the total costs ( $K_C$ ), which consist of the cost of energy losses in 20 years ( $K_{\Delta E20}$ ) and the cable cost ( $K_K$ ), for the analysed variants.

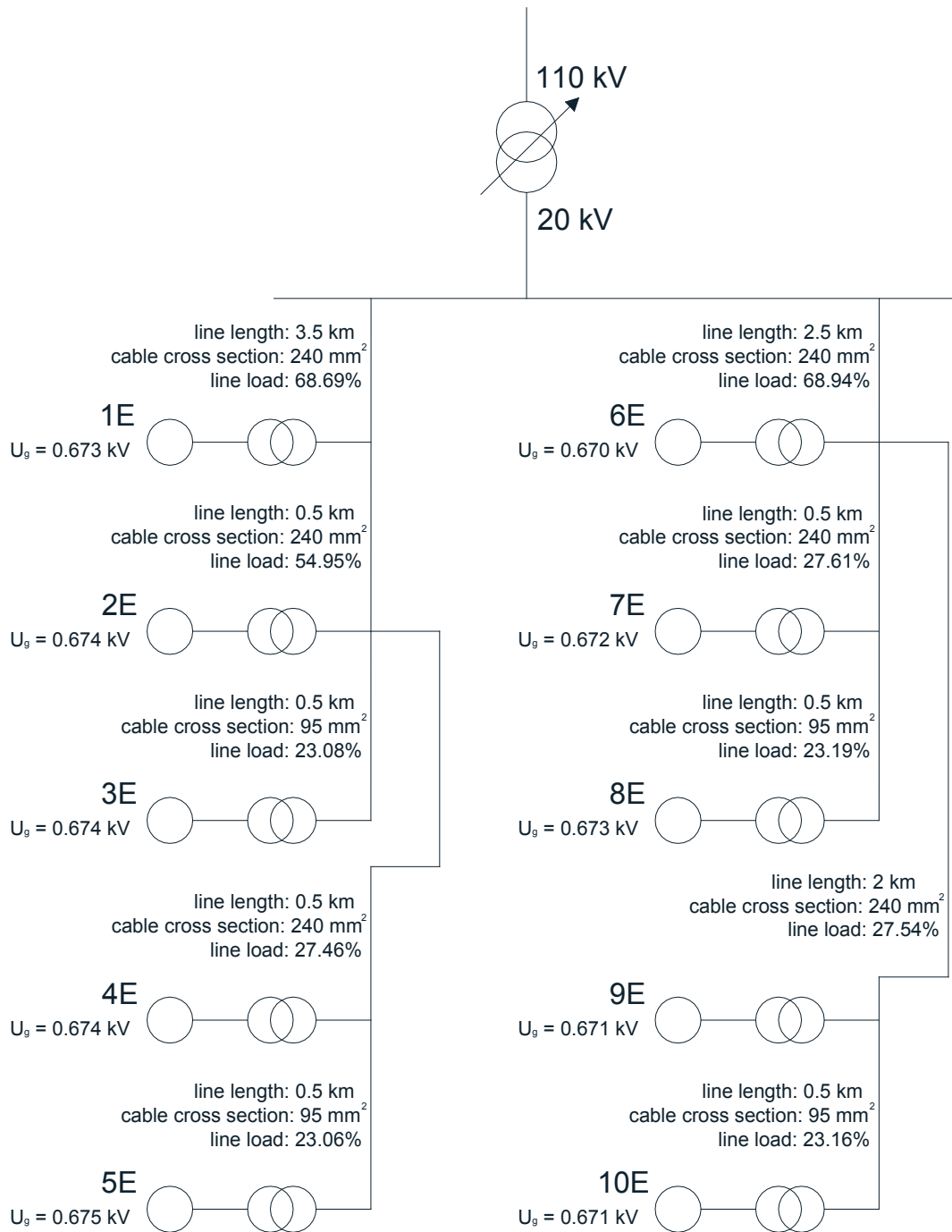


Fig. 4. Structural diagram of the wind farm with the parameters calculated for the farm grid rated voltage of 20 kV after the cable cross-sections optimisation

U <sub>n</sub> [kV]	Cable selection	ΔE <sub>a</sub> [MWh/a]	K <sub>ΔE20</sub> [PLN]	K <sub>k</sub> [PLN]	K <sub>c</sub> [PLN]
20	minimum	2 176,97	12 757 527	3 123 877	15 881 404
	optimum	1 244,52	7 293 184	4 563 985	11 857 169
15	minimum	2 544,86	14 913 464	3 750 382	18 663 846
	optimum	1 592,84	9 334 420	7 478 545	16 812 965

Tab. 8. Summary of calculation results (for d = 0.05)

It may be concluded from analysis of the data from Tab. 8 that the developed optimisation algorithm allows for a significant reduction in operating costs of the wind farm. It may be found by comparing the costs of energy losses in the assumed lifetime ( $K_{\Delta E20}$ ) that they decrease by 43% for the farm with grid voltage  $U_n = 20$  kV and by 37.7% for the farm with MV grid voltage  $U_n = 15$  kV.

A very important factor influencing the obtained result is the choice of the farm grid rated voltage ( $U_n$ ). Based on Tab. 8 it can be concluded that the better option is to choose the voltage of 20 kV.

The most important parameter in Tab. 8 is the total costs ( $K_C$ ). It follows from the variants' comparison that the best is the optimum choice for a rated voltage of 20 kV. Compared to the traditional selection of cables, the optimisation reduced the costs by about 25.4% ( $U_n = 20$  kV) and by ca. 10% ( $U_n = 15$  kV).

## 5. Summary and conclusions

Based on the analysis and the results presented in the paper, the merits of the application of optimisation methods in the wind farm's internal grid engineering can be confirmed. They allow determining the likely benefits, both technical, due to improvement of wind farm reliability, as well as economic, resulting from the reduction in electricity losses, in the wind farm grid.

It should be emphasized that cable unit prices and price differences between successive cross-sections have a significant impact on the optimisation results. In addition, purchasing large quantities of cables an investor can obtain significant price discounts. It should be noted that for lower cable prices the optimisation of cable cross-sections in a wind farm grid is more justified, because the share of energy losses in the costs is larger than that of the cable price.

Optimisation calculations should reflect the grid's operation in a real system in the best possible way. Therefore they should be performed using a histogram of wind for the site, and the wind turbine's generation characteristics.

The results of calculations presented here confirm the well-known observation of the wind farm grid MV rated voltage's high impact on the optimisation result.

Environmental protection along with financial benefits should be a priority in wind farm engineering [3]. All activities aimed at

fume emission reduction and economic efficiency increase are worth consideration, even if they are conducive to an increase in the initial capex cost.

The presented optimisation algorithm does not take into account the dependence of the main substation equipment's cost on the wind farm's internal voltage. This will be part of further work on the algorithm's development.

## REFERENCES

1. Nowak T., Kryteria doboru kabli w okrętowych systemach elektroenergetycznych [*Cable selection criteria for marine power systems*], Ph.D. dissertation, Gdynia Maritime University, Gdynia 2008.
2. Chojnacki A. Ł., Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii napowietrznych i kablowych średniego napięcia [*Economically viable life-cycle of medium voltage overhead and cable lines*], *Wiadomości Elektrotechniczne* 2012, No. 12.
3. Solińska M., Soliński I., Efektywność ekonomiczna proekologicznych inwestycji rozwojowych w energetyce odnawialnej [*Economic efficiency of pro-ecological development investments in renewable energy*], University Scientific-Educational Publishers of AGH University of Science and Technology, Kraków 2003.
4. Katalog: Kable i przewody elektroenergetyczne [*Catalogue. Power cables and conductors*], TF Kable sp. z o.o. S.K.A, Kraków 2009.
5. Wędzik A., Optymalizacja doboru kabli łączących turbiny na obszarze farmy wiatrowej [*Optimising the selection of cables connecting turbines in wind farm*], Conference "Current Problems in Power Engineering", Jurata 2011.
6. Szalkowski M., Optymalizacja parametrów sieci wewnętrznej farmy wiatrowej [*Optimising the internal grid of wind farm*], M.Sc. thesis, Gdańsk University of Technology, Gdańsk 2011.
7. Katalog nakładów rzeczowych [*Catalogue of standard prices and rates*], issue IV, Ministry of Planning and Construction, Warsaw 1992.
8. *Informacja o stawkach robocizny kosztorysowej oraz cenach pracy sprzętu budowlanego III kwartał* [*Information about cost-estimate labor rates and prices of construction equipment operation, IIIrd quarter*] 2012, No 41, Ośrodek Wdrożeń Ekonomiczno-Organizacyjnych Budownictwa PROMOCJA sp. z o.o., Warsaw 2012.

## Marek Semków

Gdańsk University of Technology graduate

e-mail: marek.semkow@gmail.com

Graduated in electrical engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2012). He completed postgraduate managerial studies in the Institute of Economy Management at the Warsaw School of Economics (2013). His areas of interest include wind farm engineering, modeling, and optimisation.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 132–138. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Optimalizacja przekroju kabli w sieci SN farmy wiatrowej

### Autor

Marek Semków

### Słowa kluczowe

optimalizacja, farmy wiatrowe

### Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki analizy porównawczej doboru optymalnych przekrojów kabli oraz wyboru napięcia wewnętrznego sieci farmy wiatrowej. Analiza została wykonana dla dwóch wartości napięć znamionowych sieci, równych 15 kV i 20 kV. Rozważania dotyczyły zasadności wykonywania optymalizacji sieci SN farmy. Funkcja celu wykorzystywana przez algorytm obliczeniowy uwzględnia straty energii w liniach kablowych sieci SN farmy oraz koszt linii kablowych tej sieci.

### 1. Wstęp

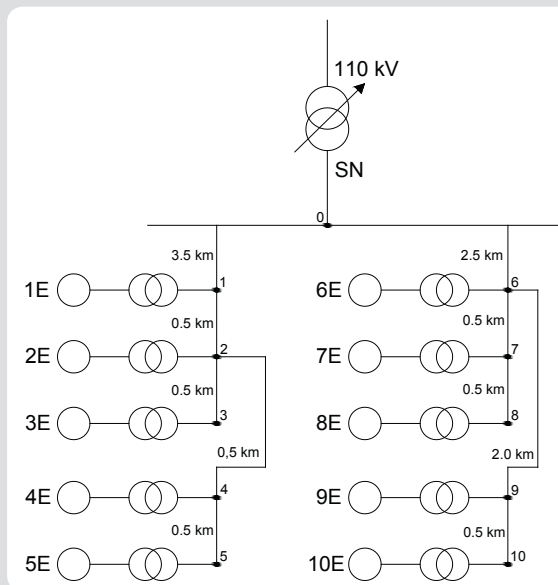
Stosowane obecnie uniwersalne rozwiązania projektowe wydają się optymalne, ponieważ sprawdziły się w dotychczasowych rzeczywistych układach. Takie przekonanie dotyczy również powszechnie stosowanej metodyki doboru kabli. W artykule przedstawiono analizę, która dowodzi, że nie zawsze dobór przekrojów kabli według kryterium spełniającego wymagania norm i osiągnięcia minimalnych kosztów początkowych jest rozwiązaniem optymalnym. Należy zwrócić uwagę, że rozwiązania te uwzględniają tylko koszty początkowe, pomijając bardzo ważne aspekty eksploatacyjne [1].

Dążąc do optymalizacji całej farmy wiatrowej (FW) należałoby mieć na uwadze co najmniej cztery parametry: wybór optymalnego rozplanowania farmy wiatrowej w terenie, określenie struktury połączeń pomiędzy poszczególnymi siłowniami, dobór optymalnego przekroju przewodów oraz wybór optymalnego poziomu napięcia [5]. W artykule przedstawiono analizę porównawczą doboru optymalnych przekrojów kabli oraz wyboru napięcia wewnętrznego (sieci SN) analizowanej farmy wiatrowej.

### 2. Opis ogólny analizowanej farmy wiatrowej

Na rys. 1 przedstawiono schemat powiązań sieciowych omawianej farmy wiatrowej wraz z odległościami pomiędzy poszczególnymi siłowniami. W jej skład wchodzi 10 elektrowni wiatrowych typu ENERCON E-82 o mocy znamionowej 2 MW każda. Siłownie są wyposażone w transformatory o mocy 2,1 MVA i dolnym napięciu 0,69 kV. Elektrownie zostały podzielone na dwie grupy, po pięć na każdą. Farmę przyłączono do węzła systemu elektroenergetycznego o napięciu znamionowym 110 kV poprzez transformator o mocy znamionowej 25 MVA. Analiza została przeprowadzona dla dwóch wartości napięć wewnętrznych farmy: 20 kV oraz 15 kV.

Do analizy wybrano kabel elektroenergetyczny średniego napięcia typu XRUHAKXS, jeden z najczęściej polecanych przez producentów dla farm wiatrowych [5]. W tab. 1 i 2 zostały przedstawione parametry i ceny jednostkowe użytych kabli o różnych średnicach, na napięcie znamionowe



Rys. 1. Schemat powiązań sieciowych analizowanej farmy wiatrowej

Nr kabla	s [mm <sup>2</sup> ]	R' [Ω/km]	X' [Ω/km]	C' [μF/km]	I <sub>ad</sub> [A]	Cena kabla [zł/km]	Cena trzech kabli [zł/km]
1	35	1,113	0,147	0,15	145	60 392	181 176
2	50	0,825	0,141	0,18	175	65 485	196 455
3	70	0,571	0,135	0,2	210	81 705	245 115
4	95	0,413	0,129	0,22	250	86 850	260 550
5	120	0,328	0,122	0,23	285	108 346	325 038
6	150	0,268	0,116	0,25	320	117 823	353 469
7	185	0,215	0,116	0,27	360	128 457	385 371
8	240	0,165	0,11	0,3	420	138 384	415 152
9	300	0,133	0,107	0,32	475	191 070	573 210
10	400	0,107	0,1	0,36	540	238 142	714 426
11	500	0,085	0,097	0,4	605	288 096	864 288
12	630	0,068	0,094	0,44	675	391 579	1 174 737
13	800	0,055	0,091	0,49	750	467 179	1 401 537

Tab. 1. Dane znamionowe kabla XRUHAKXS 8,7/15 kV [4]



Nr kabla	s [mm <sup>2</sup> ]	R' [Ω/km]	X' [Ω/km]	C' [μF/km]	I <sub>dd</sub> [A]	Cena kabla [zł/km]	Cena trzech kabli [zł/km]
1	35	1,113	0,142	0,17	145	65 522	196 566
2	50	0,825	0,138	0,21	175	71 350	214 050
3	70	0,571	0,132	0,23	210	86 736	260 208
4	95	0,413	0,126	0,26	250	92 477	277 431
5	120	0,328	0,119	0,27	285	110 755	332 265
6	150	0,268	0,113	0,29	320	122 015	366 045
7	185	0,215	0,11	0,32	360	132 408	397 224
8	240	0,165	0,107	0,35	420	140 671	422 013
9	300	0,133	0,104	0,38	475	202 962	608 886
10	400	0,107	0,097	0,43	540	244 423	733 269
11	500	0,085	0,094	0,47	605	293 945	881 835
12	630	0,068	0,091	0,52	675	401 702	1 205 106
13	800	0,055	0,091	0,59	750	479 998	1 439 994

Tab. 2. Dane znamionowe kabla XRUHAKXS 12/20 kV [4]

gdzie:

nr kabla – numer porządkowy

s [mm<sup>2</sup>] – przekrój znamionowy żyły

R' [Ω/km] – rezystancja jednostkowa kabla

X' [Ω/km] – reaktancja indukcyjna jednostkowa kabla

C' [μF/km] – pojemność jednostkowa kabla

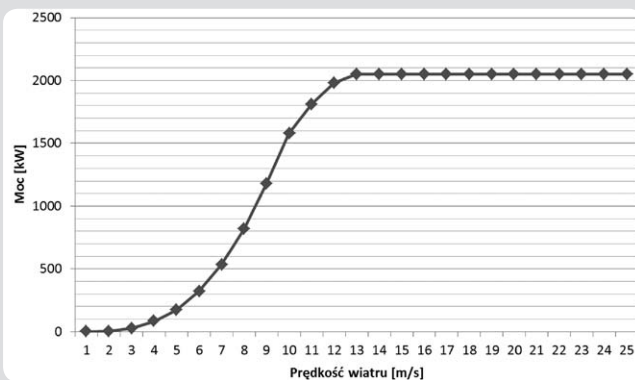
I<sub>dd</sub> [A] – dopuszczalna obciążalność długotrwała prądowa kabla

cena [zł/km] – koszt jednostkowy kabla.

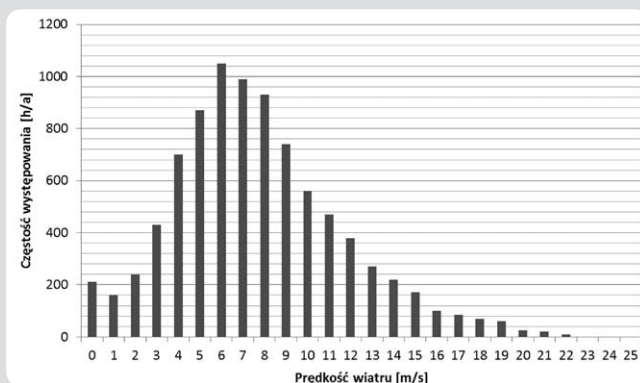
8,7/15kV i 12/20kV, ułożonych bezpośrednio w ziemi, w układzie trójkątnym – stykających się ze sobą. W algorytmie optymalizacji sieci SN farmy wiatrowej został pominięty kabel o przekroju 1000 mm<sup>2</sup>, ponieważ jego zastosowanie wiąże się

z problemami przyłączeniowymi, co skutkuje znacznym podwyższeniem kosztów inwestycyjnych [6].

W artykule [5] został przedstawiony sposób obliczania strat energii w sieci FW. Polega on na obliczeniu strat mocy w poszczególnych



Rys. 2. Charakterystyka generacji elektrowni wiatrowej ENERCON E-82 o mocy 2 MW [wg danych ENERCON GmbH]



Rys. 3. Histogram prędkości wiatru

odcinkach kablowych, następnie pomnożeniu przez roczny czas trwania strat maksymalnych i ostatecznie zsumowaniu wszystkich strat energii. W prezentowanym algorytmie uwzględnia się charakterystyki wytwarzania siłowni wiatrowych (rys. 2) oraz rozkład prędkości wiatru (rys. 3), co w opinii autora jest bliższe rzeczywistości, tj. tak obliczone straty mocy (energii) są bliższe stratom w sieci rzeczywistej FW.

W algorytmie nie uwzględnia się natomiast różnic cen aparatury łączeniowej oraz osprzętu w zależności od analizowanego napięcia.

Charakterystyka wytwarzania elektrowni wiatrowej (rys. 2) jest podawana przez producenta i przedstawia moc oddawaną do systemu w funkcji prędkości wiatru. Również zmienność energii strumienia wiatru w skali roku (rys. 3) jest wystarczająco dobrze przewidywalna. Pozwala to na dość dokładne oszacowanie ilości energii, która zostanie wyprodukowana (wprowadzona do sieci elektroenergetycznej) w ciągu roku.

### 3. Założenia przyjęte do obliczeń

Do obliczeń kosztów związanych ze stratami energii elektrycznej w farmie wiatrowej wykorzystano cenę energii, która obowiązywała w 2011 roku. Wynosiła ona 470,24 zł/MWh i składała się na nią cena:

- energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym: 195,32 zł/MWh (wg danych URE)
- świadectw pochodzenia tzw. zielonych certyfikatów: 274,92 zł/MWh (wg danych URE).

W pierwszej kolejności dokonano doboru kabli sposobem stosowanym powszechnie, czyli minimalizując koszty początkowe inwestycji. Wiąże się to z doбором minimalnych przekrojów kabli przy sprawdzeniu następujących parametrów:

- maksymalny prąd płynący kablami podczas pracy bezawaryjnej jest mniejszy bądź równy dopuszczalnemu długotrwałe dla danego przekroju
- w układzie nie występują przekroczenia napięciowe
- układ spełnia warunki zwarciove.

W postaci sformalizowanej odpowiada to zależności:

$$s = \bigwedge_{(i,j)} s_{ij} \rightarrow \min \quad (1)$$

przy warunkach ograniczających:

$$\bigwedge_{(i,j)} I_{ij} \leq I_{dd(i,j)} \quad (2)$$

$$\bigwedge_i U_m \leq U_i \leq U_M \quad (3)$$

gdzie:

i, j – węzły sieci SN farmy wiatrowej

s<sub>ij</sub> – przekrój żyły kabla na odcinku i-j

I<sub>dd(i,j)</sub> – dopuszczalna długotrwała obciążalność prądowa kabla na odcinku i-j

I<sub>ij</sub> – prąd w gałęzi i-j

U<sub>m</sub> – napięcie minimalne

U<sub>i</sub> – napięcie w węźle i

U<sub>M</sub> – napięcie maksymalne.

W algorytmie doboru optymalnych

przekrojów kabli uwzględniono następujące założenia:

- wartości przekroju żył kabli muszą być co najmniej takie, jakie zostały wyznaczone przy minimalizacji kosztów początkowych kabli
- koszty strat energii ulegają zmianie wraz z czasem (rachunek dyskonta)
- suma kosztów kabli i kosztów związanych ze stratami energii w farmie powinna być najmniejsza.

Odpowiada to następującej postaci minimalizowanej funkcji celu:

$$\left\{ \sum_{k=1}^L \left[ (1+d)^{-k} \cdot \sum_{n=1}^{10} E_n(v) \cdot L \cdot K_c \right] + \sum_{n=1}^{10} K(s_n) \right\} \rightarrow \min \quad (4)$$

gdzie:

$n$  – indeks gałęzi

$k$  – rok okresu obliczeniowego

$d$  – stopa dyskonta

$E_n(v)$  – straty energii w sieci farmy wiatrowej w zależności od rozkładu prędkości wiatru

$L$  – liczba lat

$K_c$  – suma ceny energii i ceny świadectw

$s_n$  – przekrój kabla

$K(s_n)$  – koszt kabli.

Celem minimalizacji funkcji celu (4) jest wybór optymalnego przekroju kabli sieci farmy wiatrowej, przy równoczesnym spełnieniu warunków ograniczających (3) i (4).

Prezentowany algorytm doboru optymalnych przekrojów kabli polega na wczytaniu wartości wyznaczonych podczas minimalizacji kosztów początkowych, a następnie zwiększaniu przekrojów kabli w poszczególnych gałęziach do chwili, gdy zostanie spełniony warunek (4).

W obliczeniach nie zostały uwzględnione koszty robót związane z ułożeniem kabli, ponieważ mają one nieznaczny wpływ na proces optymalizacji [5]. W tab. 3 przedstawiono zmienny koszt robocizny i sprzętu w zależności od przekroju kabla typu XRUHAKXS dla dwóch napięć znamionowych: 15 kV ( $K_{R15}$ ) oraz 20 kV ( $K_{R20}$ ).

#### 4. Analiza wyników

W tab. 4 ( $U_n = 20$  kV) i tab. 5 ( $U_n = 15$  kV)

Nr kabla	$s$ [mm <sup>2</sup> ]	$K_{R15}$ [zł/m]	$K_{R20}$ [zł/m]
1	35	4,50	4,50
2	50	4,50	4,50
3	70	4,50	5,65
4	95	5,65	5,65
5	120	5,65	5,65
6	150	5,65	5,65
7	185	5,65	5,65
8	240	5,65	7,57
9	300	7,57	7,57
10	400	7,57	7,57
11	500	7,57	11,14
12	630	11,14	11,14
13	800	11,14	11,14

Tab. 3. Zmienny koszt robocizny i sprzętu w zależności od przekroju kabla [7, 8]

przedstawiono informacje dotyczące strat w liniach kablowych ( $\Delta P_{ij}$ ,  $\Delta Q_{ij}$ ) i transformatorach blokowych ( $\Delta P_{Tij}$ ,  $\Delta Q_{Tij}$ ) farmy wiatrowej w przypadku, gdy koszty początkowe zostały zminimalizowane, bez optymalizacji funkcji celu (4).

Na podstawie powyższych danych można stwierdzić, że straty mocy czynnej w kablach ( $\Delta P_{ij}$ ) są znacznie większe od strat w transformatorach blokowych ( $\Delta P_{Tij}$ ) elektrowni wiatrowych. Dla analizowanej farmy o napięciu znamionowym sieci farmy, równym 20 kV (tab. 4), straty te są ponad trzykrotnie większe.

Straty mocy czynnej w kablach ( $\Delta P_{ij}$ ) i transformatorach ( $\Delta P_{Tij}$ ) są zależne od napięcia farmy. Pomimo zastosowania większych (droższych) przekrojów kabli dla farmy o napięciu znamionowym sieci równym 15 kV, osiąga się wyższy poziom strat niż dla farmy o napięciu 20 kV. Oznacza to, że napięcie znamionowe sieci SN farmy ma bardzo duży wpływ na efektywność inwestycji w farmę wiatrową. Związek strat mocy i energii z napięciem jest powszechnie znany. W przypadku farm wiatrowych o promiennej strukturze sieci wewnętrznej

występuje stopniowanie przekrojów kabli, tj. odcinki kablów najbardziej oddalone od szyn SN GPZ charakteryzują się najmniejszymi przekrojami, natomiast te usytuowane najbliżej – największymi.

W tab. 6 ( $U_n = 20$  kV) i tab. 7 ( $U_n = 15$  kV) przedstawiono rezultaty optymalizacji funkcji celu (4) oraz informacje o stratach mocy w liniach kablowych i transformatorach blokowych farmy wiatrowej.

Podane w tab. 6 i 7 wartości strat mocy odnoszą się tylko do pewnej założonej wartości generacji mocy  $P$  i  $Q$  przez elektrownie wiatrowe. Efektem optymalizacji jest znaczny spadek strat mocy w kablach. Wynika to z mniejszej rezystancji kabli o większym (w stosunku do sieci z tzw. minimalnymi przekrojami) promieniu. Dla sieci FW o napięciu znamionowym równym 20 kV straty mocy czynnej w kablach ( $\Delta P_{ij}$ ) zmniejszyły się o ok. 0,362 MW, a o napięciu równym 15 kV o ok. 0,374 MW. Dla założonych tu wartości generacji mocy  $P$  i  $Q$  straty mocy czynnej w kablach ( $\Delta P_{ij}$ ) są zbliżone dla obu analizowanych napięć. W odniesieniu do wyników minimalizacji przekrojów kabli większą różnicę uzyskano w procesie optymalizacji

Gałąź		$s$ [mm <sup>2</sup> ]	$\Delta P_{ij}$ [MW]	$\Delta Q_{ij}$ [Mvar]	$\Delta P_{Tij}$ [MW]	$\Delta Q_{Tij}$ [Mvar]
i	j					
1	0	120	0,277	0,103	0,019	0,110
2	1	95	0,032	0,010	0,018	0,109
3	2	35	0,005	0,001	0,018	0,109
4	2	50	0,016	0,003	0,018	0,108
5	4	35	0,005	0,001	0,018	0,108
6	0	120	0,199	0,074	0,019	0,112
7	6	35	0,085	0,011	0,018	0,107
8	7	35	0,005	0,001	0,018	0,107
9	6	35	0,022	0,003	0,019	0,111
10	9	35	0,005	0,001	0,019	0,110
Suma:			0,651	0,207	0,184	1,091

Tab. 4. Obliczone straty mocy w poszczególnych odcinkach kablowych i transformatorach blokowych dla sieci FW o napięciu znamionowym 20 kV w przypadku, gdy przekroje kabli zostały zminimalizowane

Gałąź		$s$ [mm <sup>2</sup> ]	$\Delta P_{ij}$ [MW]	$\Delta Q_{ij}$ [Mvar]	$\Delta P_{Tij}$ [MW]	$\Delta Q_{Tij}$ [Mvar]
i	j					
1	0	240	0,248	0,165	0,021	0,197
2	1	150	0,037	0,016	0,032	0,193
3	2	35	0,010	0,001	0,032	0,191
4	2	50	0,028	0,005	0,032	0,19
5	4	35	0,009	0,001	0,032	0,189
6	0	240	0,176	0,118	0,033	0,197
7	6	50	0,110	0,019	0,032	0,187
8	7	35	0,009	0,001	0,031	0,185
9	6	50	0,029	0,005	0,033	0,194
10	9	35	0,010	0,001	0,033	0,193
Suma:			0,664	0,332	0,311	1,917

Tab. 5. Obliczone straty mocy w poszczególnych odcinkach kablowych i transformatorach blokowych dla sieci FW o napięciu znamionowym 15 kV w przypadku, gdy przekroje kabli zostały zminimalizowane

Gałąź		s [mm <sup>2</sup> ]	$\Delta P_{ij}$ [MW]	$\Delta Q_{ij}$ [Mvar]	$\Delta P_{Tij}$ [MW]	$\Delta Q_{Tij}$ [Mvar]
i	j					
1	0	240	0,144	0,096	0,019	0,113
2	1	240	0,013	0,009	0,019	0,113
3	2	95	0,002	0,001	0,019	0,112
4	2	240	0,003	0,002	0,019	0,113
5	4	95	0,002	0,001	0,019	0,112
6	0	240	0,104	0,069	0,019	0,114
7	6	240	0,013	0,009	0,019	0,113
8	7	95	0,002	0,001	0,019	0,113
9	6	240	0,003	0,002	0,019	0,114
	9	95	0,002	0,001	0,019	0,113
Suma:			0,289	0,190	0,191	1,130

Tab. 6. Obliczone straty mocy w poszczególnych odcinkach kablowych i transformatorach blokowych dla sieci FW o napięciu znamionowym 20 kV po optymalizacji przekrojów kabli

Gałąź		s [mm <sup>2</sup> ]	$\Delta P_{ij}$ [MW]	$\Delta Q_{ij}$ [Mvar]	$\Delta P_{Tij}$ [MW]	$\Delta Q_{Tij}$ [Mvar]
i	j					
1	0	500	0,132	0,151	0,021	0,201
2	1	400	0,015	0,014	0,034	0,198
3	2	95	0,004	0,001	0,033	0,198
4	2	240	0,006	0,004	0,033	0,198
5	4	95	0,004	0,001	0,033	0,197
6	0	500	0,094	0,108	0,034	0,200
7	6	240	0,023	0,016	0,033	0,198
8	7	95	0,004	0,001	0,033	0,198
9	6	240	0,006	0,004	0,034	0,200
	9	95	0,004	0,001	0,034	0,199
Suma:			0,291	0,3	0,323	1,987

Tab. 7. Obliczone straty mocy w poszczególnych odcinkach kablowych i transformatorach blokowych dla sieci FW o napięciu znamionowym 15 kV po optymalizacji przekrojów kabli

$U_n$ [kV]	Sposób doboru kabli	$\Delta E_a$ [MWh/a]	$K_{\Delta E20}$ [zł]	$K_k$ [zł]	$K_c$ [zł]
20	minimalny	2 176,97	12 757 527	3 123 877	15 881 404
	optymalny	1 244,52	7 293 184	4 563 985	11 857 169
15	minimalny	2 544,86	14 913 464	3 750 382	18 663 846
	optymalny	1 592,84	9 334 420	7 478 545	16 812 965

Tab. 8. Podsumowanie i zestawienie wyników obliczeń (dla  $d = 0,05$ )

sieci farmy o niższym napięciu znamionowym. Jest to konsekwencją doboru kabli o większych przekrojach, a zarazem większych kosztach inwestycyjnych (kosztach kabli), przez co bardziej opłacalnym rozwiązaniem staje się farma wiatrowa z siecią o napięciu znamionowym równym 20 kV. W tab. 8 zestawione zostały wyniki obliczeń wykonanych dla czterech różnych wariantów doboru przekroju kabli sieci farmy. Dane przedstawione w tab. 8

pokazują wpływ sposobu doboru kabli sieci farmy wiatrowej na koszty strat energii w zakładanym czasie eksploatacji farmy wiatrowej, tj. w okresie 20 lat ( $K_{\Delta E20}$ ). Dane zamieszczone w tab. 8 pozwalają porównać koszty całkowite ( $K_c$ ), na które składają się koszty strat energii w okresie 20 lat ( $K_{\Delta E20}$ ) i koszty kabli ( $K_k$ ), dla przedstawionych wariantów. Analizując dane z tab. 8, można stwierdzić, że opracowany algorytm optymalizacji

pozwała na istotne zmniejszenie kosztów eksploatacji farmy wiatrowej. Porównując koszty strat energii w zakładanym okresie eksploatacji ( $K_{\Delta E20}$ ), można zauważyć, że zmniejszają się one o 43% dla farmy z siecią o napięciu  $U_n = 20$  kV oraz o 37,7% dla farmy z siecią SN o napięciu  $U_n = 15$  kV.

Bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na uzyskiwany wynik jest wybór znamionowego napięcia sieci farmy ( $U_n$ ). Na podstawie tab. 8 można stwierdzić, że korzystniejszym rozwiązaniem jest wybór napięcia 20 kV.

Najistotniejszym parametrem w tab. 8 są koszty całkowite ( $K_c$ ). Porównując dane warianty, najkorzystniejszy jest wybór optymalny dla napięcia znamionowego 20 kV. W stosunku do tradycyjnego doboru kabli po optymalizacji obniżono koszty o ok. 25,4% ( $U_n = 20$  kV) oraz o ok. 10% ( $U_n = 15$  kV).

### 5. Podsumowanie i wnioski

Na podstawie przeprowadzonej analizy i uzyskanych wyników przedstawionych w artykule można potwierdzić zasadność stosowania metod optymalizacji w procesie projektowania sieci wewnętrznej farmy wiatrowej. Pozwalają one na określenie prawdopodobnych korzyści zarówno technicznych, spowodowanych poprawą wskaźnika niezawodności farmy wiatrowej, jak i ekonomicznych, wynikających ze zmniejszenia strat energii elektrycznej w sieci farmy wiatrowej.

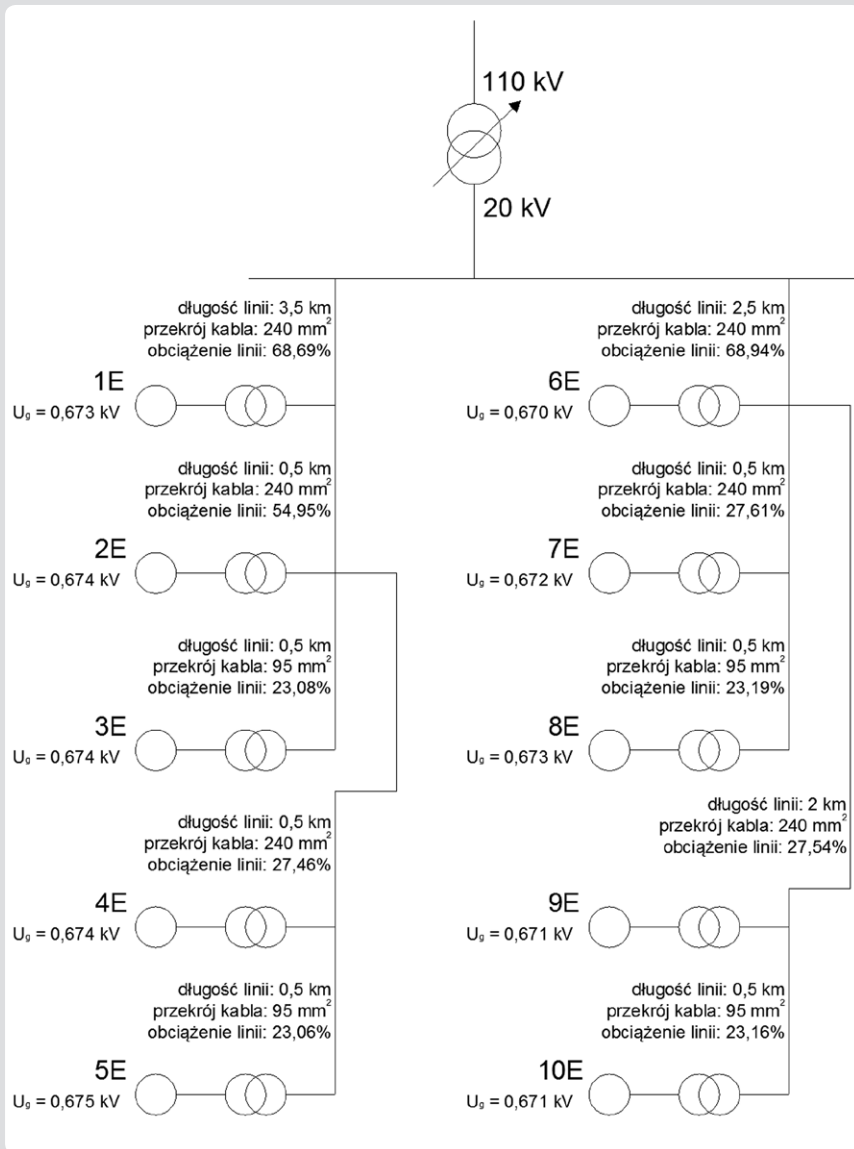
Należy podkreślić, że znaczny wpływ na wyniki optymalizacji mają ceny jednostkowe kabli oraz różnice cenowe pomiędzy kolejnymi przekrojami. Ponadto przy zakupie dużych ilości kabli inwestor może uzyskać istotne opusty cen. Należy zwrócić uwagę, że dla niższych cen kabli optymalizacja przekrojów kabli w sieci farmy wiatrowej jest bardziej uzasadniona, ponieważ większy udział w kosztach mają wówczas straty energii, a nie cena kabli.

Obliczenia optymalizacyjne powinny w najlepszy możliwy sposób odzwierciedlać pracę sieci w układzie rzeczywistym. W związku z tym należy je wykonywać z wykorzystaniem histogramu wiatru dla danego terenu oraz charakterystyki wytwarzania elektrowni.

Zamieszczone wyniki obliczeń potwierdzają znany wniosek o dużym wpływie napięcia znamionowego sieci SN farmy wiatrowej na wynik optymalizacji.

Ochrona środowiska wraz z korzyściami finansowymi powinny być priorytetem podczas projektowania farm wiatrowych [3]. Wszystkie czynności mające na celu ograniczenie emisji spalin i podwyższenie efektywności ekonomicznej są warte rozpatrzenia, nawet jeśli wiąże się to z podwyższeniem kosztów początkowych inwestycji.

W prezentowanym algorytmie optymalizacyjnym nie uwzględniono zależności kosztów wyposażenia GPZ od napięcia wewnętrznego farmy wiatrowej. Będzie to elementem dalszych prac związanych z rozwojem algorytmu.



Rys. 4. Schemat strukturalny farmy wiatrowej z obliczonymi parametrami dla sieci FW o napięciu znamionowym 20 kV po optymalizacji przekrojów kabli

#### Bibliografia

1. Nowak T., Kryteria doboru kabli w okrętowych systemach elektroenergetycznych, rozprawa doktorska, Akademia Morska Gdynia, Gdynia 2008.
2. Chojnacki A. Ł., Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii napowietrznych i kablowych średniego napięcia, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2012, nr 12.
3. Solińska M., Soliński I., Efektywność ekonomiczna proekologicznych inwestycji rozwojowych w energetyce odnawialnej, Uczelniane Wydawnictwo Naukowo-Dydaktyczne Akademii Górniczo-Hutniczej, Kraków 2003.
4. Katalog: Kable i przewody elektroenergetyczne, TF Kable sp. z o.o. S.K.A, Kraków 2009.
5. Wędzik A., Optymalizacja doboru kabli łączących turbiny na obszarze farmy wiatrowej, Konferencja „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Jurata 2011.
6. Szalkowski M., Optymalizacja parametrów sieci wewnętrznej farmy wiatrowej, praca dyplomowa magisterska, Politechnika Gdańska, Gdańsk 2011.
7. Katalog nakładów rzeczowych, wydanie IV, Ministerstwo Gospodarki Przestrzennej i Budownictwa, Warszawa 1992.
8. Informacja o stawkach robocizny kosztorysowej oraz cenach pracy sprzętu budowlanego III kwartał 2012, nr 41, Ośrodek Wdrożeń Ekonomiczno-Organizacyjnych Budownictwa PROMOCJA sp. z o.o., Warszawa 2012.

#### Marek Semków

mgr inż.  
 absolwent Politechniki Gdańskiej  
 e-mail: marek.semkow@gmail.com

Absolwent kierunku elektrotechnika na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012). Ukończył menedżerskie studia podyplomowe w Instytucie Zarządzania w Gospodarce Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie (2013). Obszar zainteresowań obejmuje projektowanie, modelowanie oraz optymalizację farm wiatrowych.