

**Marek Domozych, Roman Kostyszyn**  
**Janusz Mindykowski, Tomasz Nowak**  
Akademia Morska w Gdyni

## **WYBRANE ASPEKTY OPTIMALIZACJI LOKALIZACJI GŁÓWNEGO PUNKTU ZASILANIA NA TERENIE FARMY WIATROWEJ CZĘŚĆ II. ANALIZA LOKALIZACJI ABONENCKIEJ STACJI GPZ PRZYKŁADOWEJ FARMY WIATROWEJ**

*W artykule podzielonym na dwie części przedstawiono wybrane aspekty optymalizacji lokalizacji głównego punktu zasilania GPZ (odbioru energii) na terenie farmy wiatrowej. W pierwszej części przedstawiono analizę wybranych aspektów przygotowania i realizacji przykładowej farmy wiatrowej, w drugiej przeprowadzono analizę lokalizacji abonenckiej stacji GPZ dla rozważanej farmy wiatrowej. W niniejszej pracy krótko omówiono system elektroenergetyczny na terenie przykładowej farmy wiatrowej oraz przedstawiono założenia, procedurę, modele efektywności ekonomicznej i wyniki wielokryterialnej analizy wyboru położenia abonenckiej stacji GPZ na terenie rozważanej farmy.*

### **WPROWADZENIE**

W projektowaniu farm wiatrowych dużą uwagę zwraca się na posadowanie ich w terenie o odpowiedniej wietrzności i szorstkości, nie bez znaczenia jest też sama możliwość pozyskania terenu i otrzymania odpowiednich zezwoleń, w tym możliwość podłączenia do sieci energetycznej. Mniejszym problemem wydaje się wewnętrzne rozplanowanie pojedynczych turbin wiatrowych, poszczególnych grup wież wiatrakowych i centralnej stacji odbioru energii podłączonej do krajowej sieci energetycznej (GPZ). Stacja jest łączona zwykle z siecią o napięciu 110 kV, tylko farmy wiatrowe o niewielkiej mocy zainstalowanej pracują włączone do sieci lokalnej 15 kV [1, 6].

Optymalizacja położenia GPZ względem poszczególnych grup elektrowni wiatrowych, a także miejsca włączenia do sieci 110 kV, pozwala na znaczne oszczędności inwestycyjne i eksploatacyjne, głównie związane z kosztem połączeń energetycznych i późniejszymi stratami mocy w przewodach. Wydaje się, że problem ten jest słabo rozeznany w praktyce projektowo-inwestycyjnej, w której kwestię miejsca dla GPZ rozpatruje się głównie od strony stosunków społeczno-własnościowych i ewentualnie lokalnego ukształtowania terenu. Tego typu kryteria są bardzo ważne, ponieważ często warunkują w ogóle możliwość powstania stacji transformatorowo-rozdzielczej, ale w wielu przypadkach warto wziąć pod uwagę także dalsze kryteria optymalizacyjne.

Dodatkowym aspektem optymalizacji może być dobór przekroju żył kabli na podstawie kryterium ekonomicznego, uwzględniającego koszt strat energii w czasie przyszłej eksploatacji [5].

## 1. SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY NA TERENIE REPREZENTATYWNEJ FARMY WIATROWEJ

Przy realizacji omawianego projektu farmy wiatrowej zastosowano elektrownie wiatrowe z poziomą osią obrotu produkcji firmy SIEMENS wyposażone w generatory asynchroniczne, których prędkość synchroniczna jest równa 1500 obr./min. Poszczególne elektrownie wiatrowe połączono w grupy, według najbardziej korzystnego, zoptymalizowanego zgodnie z kryterium najmniejszej długości kabli schematu. Dla połączeń kablowych zastosowano jeden typ kabli elektroenergetycznych o oznaczeniu XRUHAKXS na napięciu 20 kV, o różnych przekrojach żył w zależności od projektowanych obciążeń. W skład systemu kablowego wchodzi również kanalizacja światłowodowa. Kładzie się ją we wspólnym wykopie z kablami 20 kV. W rozważanym przypadku moc generowana przez elektrownie wiatrowe jest wyprowadzona do bezobsługowej stacji abonenckiej (GPZ abonenckie) 110/20 kV w układzie H5 położonej na terenie farmy, a następnie do sieci elektroenergetycznej o napięciu 110 kV poprzez linię dedykowaną do najbliższego GPZ (rys. 1) w sieci energetycznej. Jest to rozwiązanie droższe w stosunku do wykonania wcięcia bezpośrednio do sieciowej linii energetycznej, ale pozwalające na lepsze manewrowanie połączeniami w razie awarii [6].



**Rys. 1.** Wyprowadzenie mocy z farmy wiatrowej za pomocą dwutorowej napowietrznej linii o napięciu znamionowym 110 kV

**Fig. 1.** Power output from wind farm by means double circuit overhead line with rated voltage of 110 kV

W skład stacji abonenckiej wchodzi następujące elementy:

- rozdzielnia napowietrzna;
- dwa pola linii 110 kV;
- pole sprzęgła 110 kV;
- dwa pola 110 kV transformatorów mocy 110/20 kV;
- dwa stanowiska dla transformatorów mocy 110/20 kV z transformatorami o mocy 25 MVA;
- dwa stanowiska dla transformatorów uziemiających 20/0,4 kV i dławika do kompensacji prądów ziemnozwarciowych;
- dwa stanowiska dla dławików do kompensacji mocy biernej pojemnościowej, wytwarzanej przez układ połączeń kablowych przy braku generacji;
- dwa stanowiska dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej indukcyjnej jako rezerwa miejsca;
- budynek stacyjny z pomieszczeniami rozdzielni wewnętrznej 20 kV, nastawni i potrzeb własnych;
- instalacja wodno-kanalizacyjna i odwodnienie stanowisk transformatorów;
- oświetlenie terenu;
- droga wewnętrzna i chodnik;
- ogrodzenie z bramą wjazdową;
- iglice odgromowe i system uziemień powierzchniowych [4].

## **2. OPTIMALIZACJA LOKALIZACJI GŁÓWNEGO PUNKTU ZASILANIA (GPZ ABONENCKI) 110/SN NA TERENIE FARMY WIATROWEJ**

Problem optymalizacji położenia farmy wiatrowej można podzielić na szereg składowych wynikających z analizy technicznej i ekonomicznej. Podstawową składową w tym procesie jest korzystne położenie topograficzno-geologiczne i związana z tym wysoka wartość średnia prędkości wiatru. Dodatkowymi czynnikami są: zapylenie atmosfery, bliskość dróg komunikacyjnych oraz stosunki wodne na terenie planowanej farmy. Bardzo ważną grupę parametrów optymalizacyjnych stanowią parametry elektryczne, takie jak: rezystywność gruntu, zbliżenia do linii teletechnicznych, straty przesyłowe na liniach SN wewnątrz farmy, długość tych linii i miejsce prowadzenia.

Parametry elektryczne są podstawą analiz techniczno-ekonomicznych z przedmiotową optymalizacją. Dobór przewodów doprowadzających energię z elektrowni wiatrowych do GPZ farmy powinien być dokonany na podstawie ich obciążalności, parametrów zwarciovych i wnoszonych strat energii. Kryterium optymalizacji przyjęte jako minimum strat mocy w kablach elektroenergetycznych może zostać spełnione poprzez rozpatrzenie dogodnej lokalizacji oraz wyznaczenie optymalnego przekroju kabla z uwzględnieniem kryteriów ekonomicznych [2].

Najczęściej spotykaną formą ustalenia lokalizacji GPZ bywa, nieoparte analizą techniczną, wskazanie lokalizacji przez inwestora w porozumieniu z właścicielami terenów rolnych podczas przeprowadzanej wizji lokalnej. Wskazanie konkretnej nieruchomości wynika z uwarunkowań własnościowo-społecznych powstałych na etapie uzgodnień z właścicielami i lokalnym samorządem.

Zdarza się często, że właściciel większej liczby gruntów na projektowanej farmie, mający perspektywę zawarcia umowy dzierżawy dla kilku stanowisk elektrowni wiatrowych, aby czerpać jeszcze większe korzyści finansowe, obwarowuje zgodę na wydzierżawienie koniecznością lokalizacji GPZ na jego gruncie. Nie jest to optymalna forma wyboru, jednak rzeczywistość inwestycyjna bywa bezwzględna. Mając na uwadze straty, które wynikają z dłuższych odcinków kablowych prowadzących od poszczególnych grup elektrowni do stacji abonenckiej, można udowodnić, że takie postępowanie inwestorów energetyki odnawialnej powoduje znaczne ograniczenie ich dochodów wynikających z produkcji energii [3].

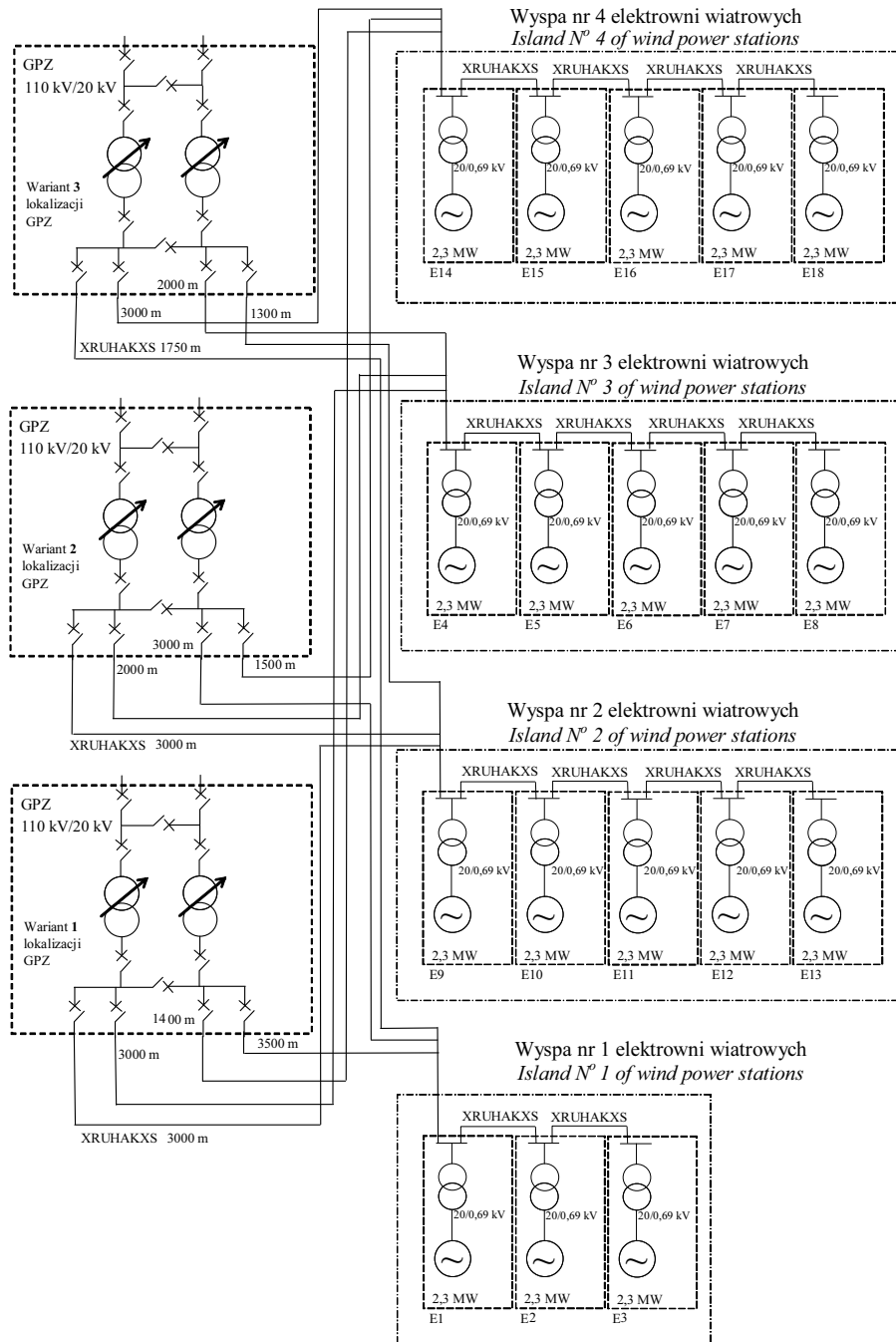
### 3. ANALIZA LOKALIZACJI ABONENCKIEJ STACJI GPZ FARMY WIATROWEJ

Każde rozwiązanie techniczne może być wykonane w różny sposób. Gdy istnieją dwa sposoby rozwiązania danego zagadnienia, są to rozwiązania alternatywne. W przypadku sytuacji, gdy sposobów jest więcej, mówi się o wariantach danego rozwiązania. Dla rozważanej farmy wiatrowej wariantowa analiza przedmiotowa obejmuje trzy możliwe lokalizacje abonenckiej stacji GPZ na terenie obiektu, co wiąże się z różnymi długościami kabli (od 1300 m do 3500 m), wraz z trzema możliwościami podłączenia kablami o różnych przekrojach żył.

Zgodnie z przyjętymi założeniami za najlepszą lokalizację abonenckiego GPZ zostanie uznana ta, dla której koszty strat związanych z przesyłem energii elektrycznej okażą się najmniejsze. Dodatkowo rozważono zastosowanie kabli o podwyższonym przekroju żył, co podnosi koszty inwestycji, ale może się okazać ekonomicznie uzasadnione.

Do optymalizacji przyjęto następujące założenia:

1. W związku z lokalizacją układu pomiarowego wyprodukowanej energii elektrycznej (tzw. czarnej energii) w miejscu jej odbioru, tj. wskazanego w warunkach przyłączenia punktu, należy przyjąć, że kupowana przez zakład energetyczny energia jest równa rzeczywistej produkcji farmy wiatrowej odpowiednio pomniejszonej o straty wynikające z przesyłu od elektrowni do punktu odbioru.
2. Do analizy przyjęto cenę sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej na poziomie 185 zł/MW (przeciętne notowanie za 2013 i I kwartał 2014 roku).
3. Mając na względzie to, że certyfikaty otrzymywane są na podstawie rzeczywistej wyprodukowanej energii – odczyty dokonywane są w elektrowniach wiatrowych – ich ceny nie uwzględniono w przeprowadzonej analizie.
4. Koszty zakupu przewodów kablowych oszacowano na podstawie cennika zamieszczonego na stronie ich producenta – firmy Telefonika.



**Rys. 2.** Schemat połączeń kabli SN ze stacją abonencką (GPZ) posadowioną w trzech wariantowych lokalizacjach

**Fig. 2.** Scheme of MV cable connections with customer power substation (MPS) placed in three optional localizations

5. Długości przewodów pomiędzy każdą z wysp elektrowni wiatrowych a abonenckim GPZ są różne w zależności od położenia stacji GPZ, zmianie ulega również przekrój przewodów.
6. Wszystkie lokalizacje są równorzędne pod kątem aspektów określonych w p. 3.2. (część I artykułu).
7. Obliczenia zostaną wykonane na podstawie zainstalowanej mocy czynnej – bez uwzględnienia mocy biernej. Przepływy mocy biernej wynikającej z indukcyjności i pojemności własnych dodatkowo zwiększają straty w rozpatrywanych liniach kablowych.
8. Niniejsza analiza nie dotyczy strat w linii napowietrznej 110 kV.
9. Przyjęto koszt kapitału, minimalną stopę zwrotu, jakiej wymaga dawca kapitału, w zakresie zadłużenia zaciągniętego na potrzeby zakupu kabli SN na poziomie 5%.
10. Przekrój wstępnie dobranego na podstawie kryteriów elektrycznych przewodu zwiększono o 1–2 stopnie przekroju zgodnie z typoszeregiem przyjętym przez producenta.
11. Zaproponowano trzy różne punkty lokalizacji abonenckiej stacji GPZ (różna długość kabli).
12. Czas amortyzacji założono na 25 lat.
13. Efektywność energetyczną farmy przyjęto na poziomie 30%.

Warianty posadowienia abonenckiego GPZ w układzie farmy wiatrowej przedstawiono na rysunku 2.

#### 4. STRATY MOCY I ENERGII W KABLACH TYPU XRUHAKXS

Zastosowane w farmie wiatrowej przekroje przewodów powinny być dobrane w taki sposób, aby dla danych warunków eksploatacji linii kablowych wartość obciążenia kabla nie była większa od wartości obciążalności długotrwałej, a wartość natężenia prądu zwarciovego nie spowodowała przekroczenia wartości temperatury kabla podanej przez producenta. W przypadku gdy występują odmiennie warunki odprowadzenia ciepła z kabla na różnych odcinkach trasy linii kablowej, przekrój żył roboczych należy dobrać do najbardziej niesprzyjających warunków chłodzenia. Podstawą doboru przekroju żyły roboczej kabla jest wyznaczenie największego spodziewanego prądu obciążenia wyznaczonego ze wzoru:

$$I_B = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} \quad [\text{A}], \quad (1)$$

gdzie:

- $S$  – największa moc pozorna spodziewanego obciążenia kabla [VA];
- $P$  – największa moc czynna spodziewanego obciążenia [W];
- $\cos\varphi$  – współczynnik mocy największego spodziewanego obciążenia [-];
- $U_n$  – napięcie znamionowe sieci, do którego przyłączona jest linia kablowa [V];
- $I_B$  – największa wartość spodziewanego prądu obciążenia [A].

Przykład obliczenia wartości prądu sumarycznego dla wyspy pięciu elektrowni wiatrowych o mocy znamionowej 2,3 MW każda, pracujących przy napięciu 20 kV (za transformatorem blokowym) i współczynniku mocy 0,97:

$$I_B = \frac{5 \cdot 2300000}{\sqrt{3} \cdot 20000 \cdot 0,97} = 340,49 \text{ A.}$$

Przekrój żyły roboczej musi być dobrany w taki sposób, aby spełnić następującą zależność:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (2)$$

gdzie:

- $I_n$  – prąd znamionowy zabezpieczenia projektowanego odcinka linii kablowej [A];
- $I_z$  – dopuszczalna długotrwała obciążalność prądowa żyły roboczej dobieranego kabla [A].

Na podstawie obliczeń i danych zawartych w katalogu producenta opartych na obciążalności prądowej oraz wytrzymałości zwarciowej dla wysp składających się z pięciu oraz trzech turbin wiatrowych dobrano kabel typu XRUHAKXS o przekroju odpowiednio  $3 \times 185/50 \text{ mm}^2$  i  $3 \times 70/50 \text{ mm}^2$ . Tak dobrane kable spełniają wymagania techniczne przy założonym obciążeniu i warunkach zwarciowych.

Dla dobranych przekrojów żył obliczono straty mocy czynnej (dla temperatury przewodu wynoszącej  $20^\circ\text{C}$ ) wynikającej z obciążenia prądowego na podstawie zależności:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R \text{ [W]}, \quad (3)$$

gdzie:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S}; \quad I = 0,3 I_B;$$

przy czym:

- $\rho$  – rezystywność materiału żyły  $\left[ \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right]$ ;
- $l$  – długość kabla [m];
- $S$  – przekrój żyły [ $\text{mm}^2$ ];
- $R$  – rezystancja podłużna przewodu [ $\Omega$ ];
- $I$  – prąd płynący w przewodzie [A].

Przykład obliczenia mocy strat w kablu trójfazowym o długości 3000 m i przekroju żyły  $185 \text{ mm}^2$ , łączącym z GPZ grupę pięciu elektrowni wiatrowych o sumarycznej mocy zainstalowanej 11,5 MW, przy założeniu średniego obciążenia na poziomie 30% (wskaźnik wykorzystania przyjęty dla farmy wiatrowej). Rezystywność materiału żyły kabla przyjęto zgodnie z danymi producenta dla temperatury  $20^\circ\text{C}$  przy obciążeniu DC:

$$\Delta P = 3 \cdot (0,3 \cdot 340,49)^2 \cdot \frac{0,0303 \cdot 3000}{185} = 15380,29 \text{ W,}$$

$$\Delta P \cong 15,4 \text{ kW.}$$

Dla obciążenia AC i temperatury żyły 90°C straty w tym przykładzie wyniosą 20,2 kW. Te same straty w kablu o przekroju 70 mm<sup>2</sup> i długości 3500 m łączącym wyspę składającą się z trzech elektrowni wiatrowych z GPZ wynoszą 17,1 kW. Sumaryczne straty mocy w kablach dla jednego wariantu rozpatrywanej farmy przy położeniu GPZ pokazanym na rysunku 2 wynoszą 55 kW.

Ze stratami mocy związane są roczne straty energii:

$$\Delta A = \Delta P \cdot t \quad [\text{MWh}], \quad (4)$$

gdzie:

$t$  – czas trwania obciążeń w ciągu roku [h];

$\Delta P$  – straty mocy czynnej [MW].

Przykład obliczenia rocznych strat energii przy założeniu średniego obciążenia przez 8760 godzin rocznie w wariancie ze stratami sumarycznymi na poziomie 55 kW:

$$\Delta A = 55 \cdot 8760 = 481,8 \text{ MWh}.$$

Dla jednej z przyjętych lokalizacji GPZ i dobranych przekrojach żył kabli straty energii w samych kablach w ciągu roku dla poszczególnych wysp wyniosą: 134,7 MWh, 134,7 MWh, 150,5 MWh, 62,9 MWh, a dla całej farmy ukształtują się na poziomie 482 MWh [5].

## 5. EFEKTYWNOŚĆ EKONOMICZNA

Straty energii można bezpośrednio przeliczyć na straty finansowe. Przy wykorzystaniu prostego rachunku ekonomicznego nieuwzględniającego czynnika czasu można stwierdzić, że eksploatacja rozpatrywanej farmy wiatrowej wiąże się z rocznymi kosztami strat obciążeniowych (tylko w kablach łączących wyspy elektrowni wiatrowych z GPZ) na poziomie 90 000 zł.

Aby można było porównywać warianty rozwiązań technicznych pod względem ekonomicznym, należy nakłady inwestycyjne i koszty strat oraz ich rozkład w czasie sprowadzić do wspólnego poziomu odniesienia.

Metoda kosztów rocznych jest dobrym narzędziem do porównywania wariantów rozwiązań energetycznych. Umożliwia jednoczesne porównywanie kosztów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych ponoszonych w ciągu roku. Przy założeniu konieczności poniesienia jednorazowych zbliżonych kosztów nakładów inwestycyjnych na wybrany wariant farmy wiatrowej determinantem lokalizacji stacji GPZ są koszty strat obciążeniowych kabli [5]:

$$PV = FV \cdot a_t = FV(1 + p)^{-t} \quad [\text{zł}], \quad (5)$$

gdzie:

$PV$  – aktualna wartość pieniądza (*present value*) [zł];

$FV$  – przyszła wartość pieniądza (*future value*) [zł];

$a_t$  – procent składany;

$p$  – stopa dyskonta;

$t$  – czas [lata].



Przykład obliczenia wartości strat energii w pierwszym roku eksploatacji, przeliczonych na czas inwestycji, przy stopie dyskontowej 5%:

$$PV = 90000 \cdot (1 + 0,05)^{-1} = 85714 \text{ zł.}$$

Po uwzględnieniu czynnika czasu przyjętego na realnym poziomie 25 lat eksploatacji farmy wiatrowej i czynnika dyskontowego na poziomie 5% za pomocą rachunku ekonomicznego można wyznaczyć koszty strat w kablach tej farmy przeliczone na początek inwestycji – wyniosą one 1,26 mln zł.

Przy wykorzystaniu do analizy metody równoważnego jednostkowego kosztu rocznego EAW (*Equivalent Annual Worth*) na podstawie kosztów inwestycyjnych danego rozwiązania elektroenergetycznego i porównania ich z kosztami eksploatacyjnymi można wyznaczyć tzw. ekonomiczną gęstość prądu przesyłaną danym kablem. Ekonomiczna gęstość prądu jest wprost proporcjonalna do ekonomicznego przekroju kabla obciążonego określoną mocą [5]:

$$j_e = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{\gamma \cdot a \cdot I_j}{\tau \cdot k_p}} \text{ [A/mm}^2\text{]}, \quad (6)$$

gdzie:

- $j_e$  – ekonomiczna gęstość prądu [A/mm<sup>2</sup>];
- $\gamma$  – konduktywność materiału przewodów linii [m/( $\Omega \cdot \text{mm}^2$ )];
- $a$  – oprocentowanie kapitału;
- $I_j$  – nakłady jednostkowe na budowę linii przesyłowej odniesione do 1 mm<sup>2</sup> przekroju jej pojedynczego przewodu i 1 km długości [zł/(mm<sup>2</sup>·km)];
- $\tau$  – roczny czas trwania maksymalnych strat [h/a];
- $K_p$  – cena energii elektrycznej w punkcie zasilania linii przesyłowej [zł/(kWh)].

Przykład obliczenia ekonomicznej gęstości prądu przy założeniu:

$$\gamma = 33 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2); \quad a = 15\%; \quad I_j = 221 \text{ zł}/(\text{mm}^2 \cdot \text{km}); \quad \tau = 8760 \text{ h/a}; \\ K_p = 0,185 \text{ zł/kWh};$$

$$j_e = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{33 \cdot 0,15 \cdot 221}{8760 \cdot 0,185}} = 0,47 \text{ A/mm}^2.$$

Na podstawie obliczeń stwierdzono, że przekrój ekonomiczny kabla XRUHAKXS jest większy od przyjętego w rozwiązaniu farmy i jest on mocno zależny od rocznych maksymalnych strat. Parametr ten jest silnie zależny od wietrzności i dla farmy wiatrowej jest niewiadomą możliwą do oszacowania tylko z pewnym prawdopodobieństwem. Stąd w analizie lokalizacyjnej dodano tylko obliczenia strat dla różnych przekrojów kabla.

W tabelach 1 i 2 przedstawiono wyniki analizy porównawczej dotyczącej lokalizacji abonenckiej stacji GPZ farmy oraz zastosowania większego przekroju kabli w stosunku do przekroju nominalnego.

**Tabela 1.** Porównanie strat energii wynikających z lokalizacji abonenckiego GPZ farmy wiatrowej**Table 1.** Comparison of energy losses resulting from localization of customer power substation (MPS) of wind farm

Wariant lokalizacji	Wyspy wiatrakowe	Długość kabla [m]	Przekrój kabla [mm <sup>2</sup> ]	Roczna strata energii [MWh]	Dyskontowane koszty strat energii [tys. zł]	Przekrój kabla [mm <sup>2</sup> ]	Roczna strata energii [MWh]	Dyskontowane koszty strat energii [tys. zł]	Przekrój kabla [mm <sup>2</sup> ]	Roczna strata energii [MWh]	Dyskontowane koszty strat energii [tys. zł]
Lokalizacja I	1	3500	70	149,57	389,97	95	110,21	287,35	150	69,80	181,99
	2	3000	185	134,74	351,33	240	103,86	270,82	300	83,09	216,65
	3	3000	185	134,74	351,33	240	103,86	270,82	300	83,09	216,65
	4	1400	185	62,88	163,95	240	48,47	126,38	300	38,78	101,10
Suma				<b>481,93</b>	<b>1256,58</b>		<b>366,41</b>	<b>955,36</b>		<b>274,76</b>	<b>716,40</b>
Lokalizacja II	1	3000	70	128,20	334,26	95	94,46	246,30	150	59,83	155,99
	2	3000	185	134,74	351,33	240	103,86	270,82	300	83,09	216,65
	3	2000	185	89,83	234,22	240	69,24	180,54	300	55,39	144,43
	4	1500	185	67,37	175,66	240	51,93	135,41	300	41,55	108,33
Suma				<b>347,50</b>	<b>1095,47</b>		<b>319,50</b>	<b>833,07</b>		<b>239,86</b>	<b>625,40</b>
Lokalizacja III	1	1300	70	55,55	144,85	95	40,93	106,73	150	25,92	67,60
	2	1750	185	78,60	204,94	240	60,59	157,98	300	48,47	126,38
	3	2000	185	89,83	234,22	240	69,24	180,54	300	55,39	144,43
	4	3000	185	134,74	351,33	240	103,86	270,82	300	83,09	216,65
Suma				<b>358,73</b>	<b>935,34</b>		<b>274,63</b>	<b>716,06</b>		<b>212,88</b>	<b>555,06</b>

Kolorem szarym zaznaczono wariant zrealizowany. Obramowano najbardziej korzystną lokalizację GPZ dla przyjętych dopuszczalnych przekrojów kabli.

**Tabela 2.** Porównanie kosztu zakupu kabli o zwiększonych przekrojach dla danej lokalizacji**Table 2.** Comparison of purchase cost of cables with increased cross section area for given localization

Wariant lokalizacji	Wyspy wiatrakowe	Długość kabla [m]	Przekrój kabla [mm <sup>2</sup> ]	Koszt kabla [tys. zł]	Przekrój kabla [mm <sup>2</sup> ]	Koszt kabla [tys. zł]	Różnica w koszcie kabla [tys. zł]	Przekrój kabla [mm <sup>2</sup> ]	Koszt kabla [tys. zł]	Różnica w koszcie kabla [tys. zł]	Zysk* [tys. zł]
Lokalizacja I	1	3500	70	129,02	95	137,56	8,54	150	181,50	43,94	155,48
	2	3000	185	168,82	240	179,35	10,53	300	258,78	79,43	44,72
	3	3000	185	168,82	240	179,35	10,53	300	258,78	79,43	44,72
	4	1400	185	78,78	240	83,70	4,92	300	120,76	37,06	20,88
Suma				<b>545,44</b>		<b>579,96</b>	<b>34,52</b>		<b>819,82</b>	<b>239,86</b>	<b>265,82</b>
Lokalizacja II	1	3000	70	110,59	95	117,91	7,32	150	155,57	37,66	133,29
	2	3000	185	168,82	240	179,35	10,53	300	258,78	79,43	44,72
	3	2000	185	112,55	240	119,57	7,02	300	172,52	52,95	29,92
	4	1500	185	84,41	240	89,68	5,27	300	129,39	39,71	22,25
Suma				<b>476,37</b>		<b>506,51</b>	<b>30,14</b>		<b>716,26</b>	<b>209,75</b>	<b>230,18</b>
Lokalizacja III	1	1300	70	47,92	95	51,09	3,17	150	67,41	16,32	57,76
	2	1750	185	98,48	240	104,62	6,14	300	150,95	46,33	26,09
	3	2000	185	112,55	240	119,57	7,02	300	172,52	52,95	29,82
	4	3000	185	168,82	240	179,35	10,53	300	258,78	79,43	44,72
Suma				<b>427,77</b>		<b>454,63</b>	<b>26,86</b>		<b>649,66</b>	<b>195,03</b>	<b>158,39</b>

\* zysk dyskontowany, osiągnięty przy eksploatacji przez 25 lat wariantu o największym przekroju żył kabli, po uwzględnieniu dodatkowych kosztów. Do obliczeń przyjęto podwyższenie o 2 stopnie, np. zmiana przekroju z 70 mm<sup>2</sup> na 150 mm<sup>2</sup>.

Kolorem szarym zaznaczono wariant zrealizowany. Obramowano najbardziej korzystny wariant lokalizacyjny GPZ dla przyjętych dopuszczalnych przekrojów kabli.

## 6. WIELOKRYTERIALNA ANALIZA WYBORU POŁOŻENIA ABONENCKIEGO GPZ FARMY

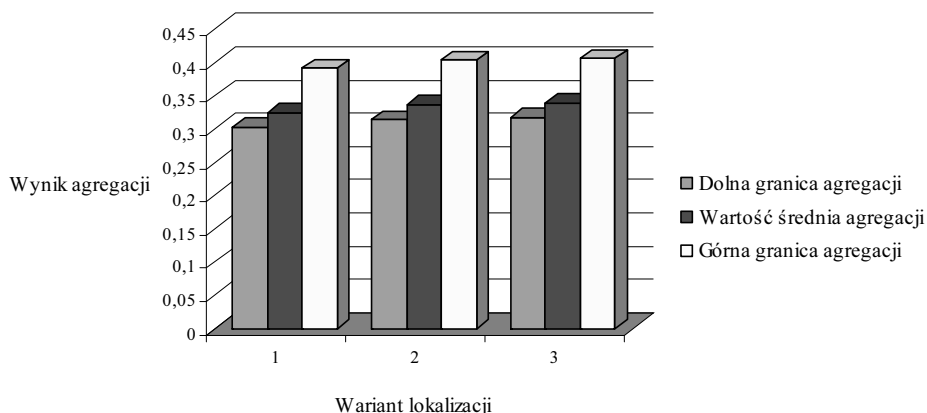
Wybór odpowiedniego miejsca położenia abonenckiej stacji GPZ, zależnego od przekroju kabla dostosowanego do założonych parametrów wynikających z natężenia przepływającego prądu, wymaga rozpatrzenia wielu sprzecznych warunków. Aby możliwy był trafny wybór lokalizacji GPZ, należałoby porównać między sobą odnośne warunki i parametry, ocenić ich wagę oraz stworzyć odpowiedni ranking.

W wielu sytuacjach występują zjawiska złożone: zarówno pod względem technicznym, jak i społecznym. Zjawiska złożone charakteryzują się wieloma różnorodnymi cechami o różnych wartościach i mianach. Wielokryterialna ocena złożonego obiektu o różnych parametrach staje się możliwa, gdy przekształci się wartości cech charakteryzujących dany obiekt w kierunku ich ujednoczenia. Po przekształceniu zmienne są pozbawione mian i przybierają wartości ze zbliżonego rzędu wielkości. Sposoby transformacji wartości oryginalnych cech (zmiennych) diagnostycznych są nazywane metodami normowania. Następnie unormowane zmienne poddawane są procesowi agregacji prowadzącemu do otrzymania zmiennej syntetycznej charakteryzującej dany obiekt. Znajomość ocen obiektów pozwala na konstrukcję ich rankingu, tzn. układu, w którym obiekty są uporządkowane w kolejności od najlepszego do najgorszego ze względu na wartość zmiennej syntetycznej (agregatowej). Ranking stanowi bardzo często podstawę podejmowania ważnych decyzji.

Problem wyboru lokalizacji miejsca GPZ jest problemem złożonym, w którym występuje duża liczba atrybutów decyzyjnych przypisanych do wybranego wariantu lokalizacyjnego. Dodatkowo dla tych atrybutów nie zawsze znane są wszystkie dane. Ze zbioru takich atrybutów trzeba wybrać jedynie niewielki ich podzbiór, który dalej będzie przetwarzany i analizowany. Do tego celu właściwe wydaje się zastosowanie metody wyboru rozmytego FSS (*Fuzzy Screening System*). Metoda ta polega na oszacowaniu przez ekspertów każdego z wariantów względem każdego z kryteriów, przy czym kryteria te mogą mieć różne wagi. Wartości użyte do oceny wariantów i wag są wyrażone w skali lingwistycznej. Każde kryterium może mieć inny stopień znaczenia. Do metody tej potrzebna jest jedynie minimalna ilość informacji na temat poszczególnych wariantów. Wystarczy tylko preferencja wyrażona na skali uporządkowania liniowego. Ponieważ eksperci wyrażają swoją opinię w postaci lingwistycznej, takiej jak: średni, mały, wysoki, łatwo zauważyć, że potrzebują do tego opisu minimalnej ilości informacji. W etapie drugim dokonuje się agregacji ocen poszczególnych ekspertów, aby otrzymać całkowitą wartość lingwistyczną dla każdej zmiennej. Ta końcowa ocena może być użyta jako kryterium przy podejmowaniu decyzji w procesie selekcji.

Badania analityczne położenia abonenckiego GPZ zostały zrealizowane przy rozpatrywaniu przedstawionych na rysunku 2 trzech wariantów lokalizacji (1, 2, 3). Dane wejściowe do obliczeń obejmują składowe pozwalające w danej sytuacji przyjąć wariant optymalny, biorąc pod uwagę szereg parametrów (atrybutów):

długość linii kablowych, przekrój żył kabli, natężenie prądu, rachunek kosztów inwestycyjnych, rachunek rocznych kosztów eksploatacyjnych, rachunek oszczędności, koszty kabli o określonym przekroju, zwiększone koszty konieczne do realizacji danego wariantu, zysk osiągnięty w przypadku zrealizowania danego wariantu.



**Rys. 3.** Wybór lokalizacji stacji przy wykorzystaniu aplikacji wielokryterialnej

**Fig. 3.** Choice of the station localization with use of multi-criteria method

Po analizie trzech wariantów lokalizacji metodą *fuzzy screening* za pomocą aplikacji komputerowej wielokryterialnego wspomaganie decyzji, w wyniku wprowadzeniu danych takich jak w tabelach 1 i 2, poszerzonych o koszty inwestycyjne, uzyskano średni wynik rankingowy: lokalizacja 1 – 0,325, lokalizacja 2 – 0,336, lokalizacja 3 – 0,339. Wynika stąd, że wybór trzeci jest optymalny. Można więc sformułować wniosek, że analiza wielokryterialna potwierdziła wyniki przedstawione w tabelach 1 i 2. Jednakże różnice wyników agregacji są na tyle niewielkie, że niezbędnym czynnikiem potwierdzającym wybór lokalizacji GPZ jest analiza kosztów i zysków [7].

## WNIOSKI

Analizując otrzymane wyniki obliczeń zamieszczone w tabelach 1 i 2 można stwierdzić, że zrealizowany wariant farmy wiatrowej będzie przynosił największe straty. Optymalnym rozwiązaniem byłaby budowa abonentkiego GPZ według lokalizacji 3. Samo umieszczenie GPZ w innym miejscu pozwoliłoby w przeciągu 25 lat zaoszczędzić około 300 tys. złotych. Inwestycja polegająca na ułożeniu kabli o przekrojach większych od nominalnych po uwzględnieniu wyższych kosztów inwestycyjnych pozwoliłaby zaoszczędzić dodatkowe 200 tys. złotych. Jeżeli ponadto założy się określony wzrost cen energii elektrycznej w przeciągu rozpatrywanego okresu, wówczas przyjęta stopa dyskonta byłaby mniejsza i dodatkowo uzyskano by dużo większe oszczędności.

Analiza wielokryterialna wskazała również wariant 3. Jednakże różnice pomiędzy wariantami 3. i 2. były na tyle małe, że można uznać je za równoważne. Niestety, przyjęty do realizacji wariant 1 jest we wszystkich obliczeniach najmniej korzystny, a tym samym najdroższy zarówno w budowie, jak i w eksploatacji.

Na podstawie wyżej otrzymanych technicznych danych lokalizacyjnych oraz danych o możliwych do użycia przekrojach przewodów, dostępnego budżetu, a także informacjach o uwarunkowaniach społecznych inwestor powinien podjąć decyzję o lokalizacji abonenckiego głównego punktu zasilania. Najczęściej jednak to uwarunkowania społeczne mają decydujące znaczenie. Przy realizacji procesu inwestycyjnego zwykle wybierana zostaje lokalizacja abonenckiego GPZ, do którego prowadzą znacznie dłuższe odcinki linii SN niż pierwotnie zakładano. Przy bardzo dużych napięciach społecznych, jak to bywa przy tego typu inwestycjach, inwestor często woli ponieść większe straty związane z przesyłem energii niż znacznie przepłacać za nieruchomości pod dogodną lokalizację GPZ, której ceny dyktują sąsiedzi niezadowoleni z powstania farmy wiatrowej.

Na podstawie zamieszczonych informacji teoretycznych oraz projektowych, a także zebranych doświadczeń projektanckich można stwierdzić, że realizacja polityki rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce często wynika z przesłanek nieracjonalnych. Chęć przyspieszenia procesów inwestycyjnych przez zagraniczne spółki produkujące turbiny wiatrowe powoduje, że farmy wiatrowe często lokalizowane są w miejscach do tego nieprzeznaczonych z punktu widzenia polskiej elektroenergetyki, ochrony szeroko pojętego środowiska czy też polityki przestrzennej gmin.

Brak w bliskich odległościach od farm wiatrowych bloków energetycznych o dużej efektywności mocy zainstalowanej, jak elektrownie gazowe, pozwalających wygenerować znaczną moc w krótkim czasie w okresach braku wiatru, często powodują konieczność wspomagania naszego bilansu energetycznego energią zagraniczną.

Polityka projektowa w znacznym stopniu ukierunkowana jest na aspekty społeczne, które wymuszają zastosowanie rozwiązań zwiększających koszty wykonawcze.

Optymalizacja lokalizacji stacji abonenckiej GPZ powinna być przeprowadzana przy każdym tego typu projekcie inwestycyjnym. Rzadko jednak inwestorzy wykonują tego typu obliczenia ze względu na wyżej przytoczone czynniki społeczne, odgrywające decydującą rolę przy wyborze lokalizacji GPZ.

Lokalizacyjne obliczenia ekonomiczne powinny być wykonywane niezależnie od tego, czy inwestor decyduje się na optymalne rozwiązanie, czy też nie. Pozwalają one zwiększać świadomość planujących koszty związane z kablami SN, gdyż często krótkowzroczność powoduje ograniczenie przyszłych, niemałych zysków inwestorów.

## LITERATURA

1. Ćwiżewicz W., Długosz Z., Majewski J., Zaroń W., *Projektowanie stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia*, WNT, Warszawa 1969.
2. Dołęga W., *Stacje elektroenergetyczne*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2007.
3. Gdesz M., *Elektrownie wiatrowe a publiczne prawo nieruchomości*, opracowanie przygotowane na zlecenie Ministra Infrastruktury, Warszawa 2009.
4. Kanicki A., Kozłowski J., *Stacje elektroenergetyczne*, WNT, Warszawa 2004.
5. Laudyn D., *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*, OWPW, Warszawa 1999.
6. Lubośny Z., *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa 2006.
7. Van Uden E., Kowalski Z., Kwiesielewicz M., Arendt R., *System z bazą wiedzy i procedurami wspomagającymi podejmowanie decyzji. Algorytmizacja dostępnych metod podejmowania decyzji do rozwiązywania zagadnień projektowych*, PB PG, Gdańsk 2003.

### **SOME ASPECTS OF OPTIMIZATION OF THE LOCATION OF THE MAIN POWER SUBSTATION WITHIN THE WIND FARM AREA PART II. ANALYSIS OF THE LOCALIZATION THE CUSTOMER POWER SUBSTATION FOR THE CONSIDERED WIND FARM**

#### *Summary*

*In the article divided into two parts some aspects of optimization the location of the main power substation (MPS) within the wind farm area are discussed. The first part presents the selected aspects analysis of preparation and implementation of the exemplary wind farm. In the second part, the analysis of the localization the customer power substation (MPS) for the considered wind farm is done. This paper, briefly discusses the power system of an exemplary wind farm, and presents assumptions, procedure, models of economic efficiency and the results of multicriteria analysis of choosing the location of the customer power substation (MPS) on the considered wind farm area.*