

## WPŁYW FARMY WIATROWEJ NA OBCIĄŻALNOŚĆ NAPOWIETRZNEJ LINII WN

### WIND FARM POWER AND OVERHEAD HIGH VOLTAGE POWER LINE CAPACITY

**Roman Kostyszyn\*, Paweł Szwarczewski**

Akademia Morska w Gdyni, Morska 81-87, 81–225 Gdynia, Wydział Elektryczny,  
Katedra Elektroenergetyki Okrętowej, e-mail: r.kostyszyn@we.am.gdynia.pl

\* Adres do korespondencji/Corresponding author

**Streszczenie:** Artykuł przedstawia analizę możliwości zwiększenia obciążalności napowietrznej linii 110 kV w związku z podłączeniem farmy wiatrowej. Celem analizy było powiązanie wpływu prędkości wiatru na moc generowaną farmy wiatrowej oraz zjawisko chłodzenia przewodów fazowych linii napowietrznej. Na przykładzie istniejącej linii 110 kV zbadano skalę wpływu prędkości wiatru na wzrost jej obciążalności w porównaniu z możliwościami generowania energii elektrycznej przez farmę wiatrową. Wskazano na różne możliwości zwiększenia przepustowości linii. Wyniki przeprowadzonej analizy pozwalają postawić tezę, że w wielu przypadkach dopuszczalne jest przyłączenie farmy wiatrowej do napowietrznej linii przesyłowo-dystrybucyjnej bez konieczności zwiększania jej parametrów związanych z przepustowością.

**Słowa kluczowe:** obciążalność linii napowietrznej, przyłączanie farm wiatrowych.

**Abstract:** This paper presents possibilities of increasing overhead high voltage power line capacity when connected to a wind farm. The objective was to analyze the relationship between impact of wind velocity on wind farm power and wires cooling process. The simulation based on working power line is provided. Results of study show that in many cases a wind farm connecting to overhead power line is possible without any changes in transmission parameters of this power line.

**Keywords:** overhead high voltage power line capacity, wind farm connecting.

## 1. WSTĘP

W dobie dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii, za sprawą uwarunkowań klimatycznych, krajowy rynek zdominowała energetyka wiatrowa. Ze względu na ograniczone możliwości przesyłowe istniejących ciągów liniowych, warunki przyłączenia wydawane dla nowych źródeł obejmują konieczność moder-

nizacji tak licznych i długich ciągów liniowych, że często przyczyniają się do nieopłacalności całej inwestycji.

Celem artykułu jest wskazanie i analiza możliwych sposobów zwiększania przepustowości istniejących napowietrznych linii 110 kV. Analiza została przeprowadzona na przykładzie obiektu istniejącego w kontekście możliwości przyłączenia farmy wiatrowej.

Zamierzeniem autorów było zwrócenie uwagi na fakt, że proces określania warunków przyłączenia do sieci nowych źródeł energii nie uwzględnia ich indywidualnej charakterystyki. Pomija się fakt, że generowanie energii elektrycznej przez farmy wiatrowe jest ściśle związane z występowaniem wiatru, który wpływa jednocześnie na zwiększenie przepustowości linii napowietrznej w wyniku bardziej intensywnego chłodzenia przewodów fazowych.

Na przykładzie istniejącej, napowietrznej linii 110 kV, zlokalizowanej w województwie wielkopolskim, przeprowadzono analizę i porównanie konwencjonalnych sposobów zwiększenia obciążalności linii, jak również zbadano skalę wpływu prędkości wiatru na wzrost przepustowości linii w powiązaniu z możliwościami generowania energii elektrycznej z wiatrowej.

Moc odbierana od farmy wiatrowej wystąpi w zależności od prędkości wiatru, minimalna od ok. 3 m/s i nominalna od ok. 15 m/s [Lubośny 2007], podczas gdy do obliczania przepustowości linii przyjmuje się prędkość wiatru równą 0,5–0,6 m/s [IEEE Std 738–2006; Energa 2017].

Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują korzyści płynące z powiązania wiatru jako źródła energii z jego wpływem na przepustowość linii poprzez obniżenie temperatury przewodów.

## 2. CHARAKTERYSTYKA FARM WIATROWYCH JAKO ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Moc na wale wirnika prądnicy wiatrowej opisana jest zależnością [Lubośny 2007]:

$$N = 0,5 \cdot C_p \cdot \rho \cdot V^3 \cdot A \text{ [W]} \quad (1)$$

gdzie:

$C_p$  – współczynnik mocy,

$\rho$  – gęstość powietrza,

$V$  – prędkość wiatru,

$A$  – pole powierzchni koła zataczanego przez łopaty wirnika.

Moc osiągnięta przez elektrownię wiatrową zależy od prędkości wiatru w trzeciej potęgze. Elektrownie wiatrowe wykorzystują prędkości wiatru z zakresu od ok. 3 m/s do 25 m/s, przy czym moc znamionowa w zależności od urządzenia następuje przy prędkości w zakresie 12–16 m/s [Lubośny 2007]. Osiągnięcie

większej mocy przy określonej prędkości wiatru może być uzyskane przez zwiększanie średnicy turbiny wiatrowej, odpowiednie ustawienie jej łopat lub zastosowanie wyższej wieży, co umożliwi wykorzystanie przepływu powietrza o większej prędkości mniej zakłóconego przez tzw. szorstkość powierzchni ziemi.

Polskie warunki wiatrowe w konfrontacji z krzywą mocy większości typów elektrowni wiatrowych wskazują, że na ilość generowanej energii elektrycznej znaczący wpływ mają stosunkowo rzadkie okresy występowania dużych prędkości wiatru.

### **3. MOŻLIWOŚCI ZWIĘKSZENIA PRZEPUSTOWOŚCI NAPOWIETRZNEJ LINII ENERGETYCZNEJ**

Ograniczona przepustowość istniejących linii elektroenergetycznych wymusza poszukiwanie rozwiązań umożliwiających zwiększenie ich mocy przepustowych.

Technicznie bardzo skutecznym rozwiązaniem jest podniesienie napięcia pracy linii. Szacuje się, że jedna linia o napięciu 400 kV mogłaby zastąpić cztery linie 220 kV lub 15 linii 110 kV [Knych 2010]. Jednak podniesienie napięcia pracy linii wiązałoby się w praktyce z budową nowej linii na odpowiednie napięcie, trzeba zachować większe odległości międzyprzewodowe, większe zewnętrzne odległości izolacyjne, odpowiednie gabaryty słupów i długości przeseł, co generuje znaczne koszty oraz szereg trudności, a czasem bezwzględnych ograniczeń formalnoprawnych.

Inną drogą do zwiększenia przepustowości linii napowietrznych jest wzrost wartości natężenia prądu, czego efektem będzie wyższa temperatura przewodnika. Temperatura projektowa istniejących linii 110 kV, wykonanych z wykorzystaniem przewodów typu AFL-6 240 mm<sup>2</sup> wynosi zazwyczaj +40 lub +60°C, podczas gdy aktualnie tego typu linie projektuje się na +80°C [Kacejko i Khal 1961].

Wobec powyższego najprostszą metodą zwiększenia przepustowości linii byłyby dopuszczenie pracy linii w temperaturze +80°C. Na skutek rozszerzalności termicznej i naprężenia drutów nośnych wzrost temperatury pracy przewodów spowoduje pogłębienie się zwisów przewodów, a więc zredukowane zostaną odległości do terenu i obiektów krzyżowanych. Metoda jest skuteczna i praktycznie nie wymaga nakładów finansowych w przypadku, kiedy pierwotny projekt uwzględnił zapasy odległości do terenu. Jeżeli w efekcie podwyższenia temperatury pracy przewodów ich położenie względem terenu bądź obiektów krzyżowanych nie będzie spełniać wymaganych wartości minimalnych, konieczne będzie podwyższenie części z konstrukcji wsporczych. Wymiana bądź podwyższenie istniejących słupów wymaga przeprowadzenia złożonej procedury formalnej, w tym uzgodnień z właścicielami gruntów, a niekiedy również uzyskania pozwolenia na budowę. Teoretycznie zmniejszone odległości do terenu mogłyby być skompensowane przez zwiększenie naprężenia przewodów. W praktyce z jednej

strony ograniczeniem jest dopuszczalne napięcie przewodów, podyktowane wytrzymałością na rozciąganie oraz koniecznością utrzymania odległości względem przewodów odgromowych linii (zachowanie korelacji przewodów), z drugiej strony słupy posiadają ograniczoną nośność, a wzrost naciągu wiązałby się z koniecznością dokonania wzmocnień ich konstrukcji.

Zwiększenie obciążalności linii przy utrzymaniu dotychczasowej temperatury pracy, bez zwiększania wyteżeń słupów w stopniu wymagającym wzmocnień ich konstrukcji jest możliwe w przypadku wymiany przewodów fazowych na takie, które przy zbliżonej masie i nie większej średnicy zewnętrznej pozwolą na przepływ prądu o większym natężeniu. Rozwiązań należałoby zatem poszukiwać w obrębie materiałów, powierzchni czynnej oraz konstrukcji przewodów fazowych.

Zmiana materiałów i konstrukcji przewodów fazowych pozwala zarówno zwiększać temperaturę ich pracy, jak i natężenie prądu przy zachowaniu stałej temperatury, rozwiązanie nie jest jednak tanie, powoduje także zwiększenie strat w linii, szczególnie istotne przy mniejszych obciążeniach.

#### **4. ANALIZA OBCIĄŻALNOŚCI NAPOWIETRZNEJ LINII ENERGETYCZNEJ W POWIĄZANIU Z MOŻLIWOŚCIAMI WYTWÓRCZYMI FARMY WIATROWEJ**

Na potrzeby niniejszej analizy wykorzystano specjalistyczne narzędzie, jakim jest program PLS-CADD (*Power Line System – CADD*). Program umożliwia przeprowadzenie wielu analiz, m.in. pozwala odwzorować zachowanie przewodów zawieszonych z określonym napięciem, w efekcie oddziaływania czynników zewnętrznych, tj. parcia wiatru, oblodzenia, temperatury, obciążenia prądowego. Zaimplementowany w programie algorytm obliczania maksymalnej obciążalności prądowej przewodu jest zgodny z normą IEEE Std 738-2006. Zgodnie z zapisami ww. normy temperatura przewodów jest funkcją:

- właściwości materiału przewodnika;
- średnicy zewnętrznej przewodu;
- stanu powierzchni przewodu;
- warunków pogodowych w otoczeniu przewodów;
- natężenia prądu płynącego w przewodzie.

Produktem ubocznym przepływu prądu jest wzrost temperatury przewodów. Norma IEEE Std 738-2006 wskazuje metodologię obliczania obciążenia prądowego, odpowiadającego danej temperaturze przewodów, przy uwzględnieniu wymiany ciepła z otoczeniem. Najbardziej niekorzystne warunki występują przy minimalnym chłodzeniu przewodów, połączonym z wysoką intensywnością promieniowania słonecznego. Uwzględniając cechy klimatu Polski i zmienność pór roku, praktykuje się określanie obciążalności linii dla dwóch przypadków pogodowych – osobno dla zimy i osobno dla lata.

Szczegółowe wartości parametrów pogodowych zakładanych dla pory letniej i zimowej przedstawia tabela 1.

**Tabela 1.** Parametry pogodowe dla pory letniej i zimowej [Energia 2017]

**Table 1.** Weather conditions for summer and winter [Energia 2017]

Parametr	Lato (kwiecień-październik)	Zima (listopad-marzec)
Temperatura powietrza	30°C	20°C
Prędkość wiatru o kierunku prostopadłym do przewodów	0,5 m/s	0.5 m/s
Nastłonecznienie	1000 W/m <sup>2</sup>	700–770 W/m <sup>2</sup>

Jako kolejne warianty zwiększenia obciążalności analizowanej linii zweryfikowano:

- zwiększenie temperatury długotrwale dopuszczalnej przewodów istniejących;
- wymianę przewodów fazowych – zwiększenie powierzchni przewodzącej bez zmiany średnicy zewnętrznej przewodów;
- wymianę przewodów fazowych na HTLS (*High Temperature Low Sag*).

Obiektem analizy jest linia energetyczna 110 kV relacji GPZ Sośnie – GPZ Odolanów, na którą właściciel rozpiął przetarg modernizacyjny z podaniem jej obecnych parametrów technicznych.

**Tabela 2.** Parametry analizowanej linii energetycznej [Energia 2017]

**Table 2.** Parameters of analyzed power line [Energia 2017]

<b>Strefa obciążeń wiatrem</b>	WI	<b>Konstrukcje wsporcze</b>	Słupy serii S24
<b>Strefa obciążeń sadyżą</b>	SI	<b>Przewód odgromowy</b>	AFL-1,7 50 lub 70 mm <sup>2</sup>
<b>Długość linii/liczba słupów</b>	14 km/45	<b>Przewód fazowy</b>	AFL-6 240 mm <sup>2</sup>
<b>Liczba torów</b>	1	<b>Projektowa temperatura pracy przewodów fazowych</b>	+40°C

Celem umożliwienia oceny skuteczności rozważanych sposobów zwiększenia obciążalności analizowanej linii ich porównanie zestawiono w tabeli 3.

**Tabela 3.** Zestawienie rozważanych metod zwiększenia obciążalności analizowanej linii 110 kV [Szwarczewski 2017]

**Table 3.** Considered method of increasing capacity of analyzed 110 kV line [Szwarczewski 2017]

Lp.	Metody zwiększenia obciążalności linii	Typ przewodu	Temperatura pracy przewodów	Obciążalność "lato"	Obciążalność "zima"	Wzrost obciążalności względem stanu istniejącego linii "lato" / "zima"	Uwagi
		[-]	[°C]	[A]	[A]	[%]	
1	Stan istniejący	AFL-6 240	40	130,6	371,4	-	
2	Zwiększenie temperatury pracy przewodów AFL-6 240		60	453,5	565,4	247,2 / 52,2	Konieczne podwyższenia 7 słupów (ok. 1,5 tony stali oraz wymiana fundamentów)
3	Wymiana przewodów na AFLs-10 300	AFLs-10 300	40	147,2	418,7	12,7 / 12,7	Konieczne podwyższenia 7 słupów (ok. 1,5 tony stali oraz wymiana fundamentów)
4			60	508	633,3	289 / 70,5	Konieczne podwyższenia 16 słupów (ok. 3,7 tony stali oraz wymiana fundamentów)
5	Wymiana przewodów fazowych na HTLS	ACCC Copenhagen	40	141,7	355,4	8,5 / -4,3	
6			60	430,2	532,9	229,4 / 43,5	
7			80	578,0	653,1	342,6 / 75,8	
8			120	773,4	824,6	492,2 / 122	

Zwiększenie temperatury pracy przewodów o 20°C pozwala na podwyższenie obciążalności prądowej latem o 247%, ale zimą już tylko o 52%. Zwiększy się zwis przewodów i na niektórych przęsłach przekroczona zostanie minimalna odległość przewodów fazowych od terenu, konieczna staje się przebudowa siedmiu słupów [Szwarczewski 2017].

Wymiana istniejących przewodów fazowych o przekroju 240 mm<sup>2</sup> na przewody o większym przekroju 300 mm<sup>2</sup> daje możliwość zwiększenia przepustowości o 12,7% latem i zimą, a jednocześnie zwiększenie dopuszczalnej temperatury pracy z 40 do 60°C umożliwia zwiększenie wartości prądu o 289% latem i 70,5% zimą [Szwarczewski 2017].

Samo powiększenie przekroju wymaga rekonstrukcji siedmiu słupów, a przy jednoczesnym zwiększeniu temperatury trzeba by przebudować aż 16 słupów na 45 składających się na analizowaną linię energetyczną.

Wymiana przewodów fazowych na przewody o specjalnej konstrukcji kompozytowej i przy zachowaniu dotychczasowej temperatury dopuszczalnej może nawet prowadzić do zmniejszenia przepustowości w zimie o 4,3%. Dopuszczenie znacznie podwyższonej temperatury do 120°C pozwala zwiększyć przepustowość latem o 492%, a zimą o 122% [Szwarczewski 2017].

Warto zwrócić uwagę, że wzrost temperatury pracy przy określonych warunkach chłodzenia wynika ze wzrostu strat energii w przewodach, co podwyższa znacznie straty przesyłowe i jest źródłem dodatkowych kosztów.

## **5. WYNIKI ANALIZY OBCIĄŻALNOŚCI LINII NAPOWIETRZNEJ ODNIESIONE DO PROCESU PRZYŁĄCZANIA FARM WIATROWYCH**

Spółki dystrybucyjne, zapewniając stabilność sieci w warunkach skrajnych, wydają warunki przyłączenia do sieci dla farm wiatrowych, uwzględniając ich moc znamionową. Zakładana jest moc farmy wiatrowej, osiągana przy prędkości wiatru równej 15–18 m/s, podczas gdy prędkość wiatru zakładana do wyznaczania przepustowości linii to zaledwie 0,5 m/s o kierunku prostopadłym do linii. Duży zapas stanowi już zestawienie pracy farmy wiatrowej w warunkach znamionowych (maksymalna moc) z prędkością wiatru 4 m/s, przy której elektrownie wiatrowe zaczynają cokolwiek generować.

W tabeli 4 zestawiono dopuszczalną obciążalność analizowanej linii dla stanu istniejącego, jak również dla omówionych uprzednio wariantów jej modernizacji, przy założeniu prędkości wiatru 4 m/s, czyli prędkości, przy której w większości farm wiatrowych następuje początek generacji energii elektrycznej.

**Tabela 4.** Zestawienie obciążalności analizowanej linii 110 kV przy uwzględnieniu prędkości wiatru 4 m/s [Szwarczewski 2017]

**Table 4.** Capacity of analyzed 110 kV line for wind velocity 4 m/s [Szwarczewski 2017]

Lp.	Typ przewodu	Temperatura pracy przewodów	Obciążalność "lato"	Obciążalność "lato", prędkość wiatru 4 m/s	Wzrost obciążalności dla "lato" wynikający ze zwiększenia prędkości wiatru z 0,5 do 4 m/s	Obciążalność "zima"	Obciążalność "zima", prędkość wiatru 4 m/s	Wzrost obciążalności dla "zima" wynikający ze zwiększenia prędkości wiatru z 0,5 do 4 m/s
	[-]	[°C]	[A]	[A]	[%]	[A]	[A]	[%]
1	AFL-6 240	40	130,6	443,5	239,6	371,4	707,3	90,4
2		60	453,5	838	84,8	565,4	992,3	75,5
3	AFLs-10 300	40	147,2	496,7	237,4	418,7	792,1	89,2
4		60	508	938,6	84,8	633,3	1111,4	75,5
5	ACCC Copenhagen	40	141,7	419,8	196,3	355,4	663,4	86,7
6		60	430,2	785,7	82,6	532,9	928,9	74,3
7		80	578,0	1001,2	73,2	653,1	1109,9	69,9
8		120	773,4	1283,3	65,9	824,6	1360,1	64,9



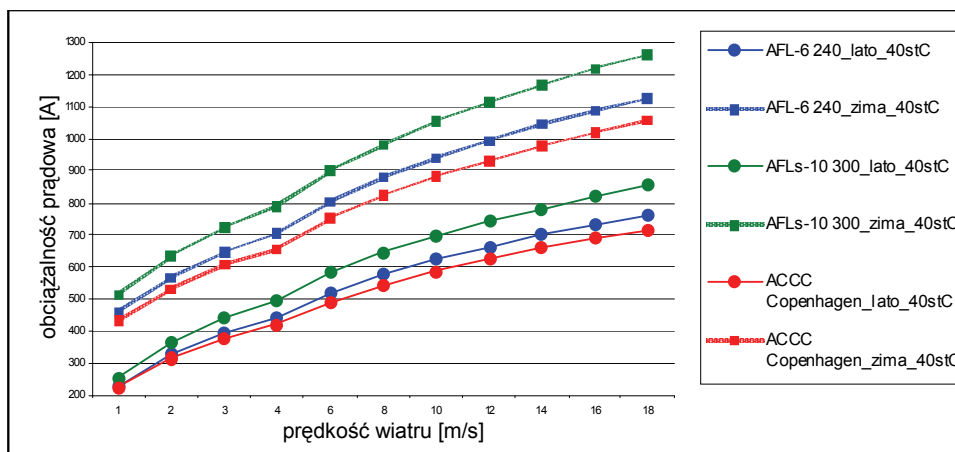
Uwzględnienie prędkości wiatru, odpowiadającej początkowi pracy elektrowni wiatrowej na poziomie 4 m/s, pozwala uzyskać obciążalność linii, w zależności od typu przewodu i warunków pogodowych większą odpowiednio od 65% do nawet 239% [Szwarczewski 2017]. Dla stanu istniejącego linii przy uwzględnieniu prędkości wiatru 4 m/s obciążalność wzrasta o 90% dla zimy i o 240% dla lata.

W kolejnym etapie analizy zakres obciążalności rozszerzono do warunków odpowiadających mocy znamionowej elektrowni wiatrowych.

Na rysunkach 1 i 2 zestawiono obciążalności różnych typów przewodów w zależności od prędkości wiatru dla temperatury pracy linii równej odpowiednio 40 i 60°C. Wyniki obliczeń dla temperatury pracy linii równej 40°C wykazały znaczną rozbieżność obciążalności w sezonie letnim i zimowym. Wraz ze wzrostem temperatury pracy przewodów różnica ta zmniejsza się.

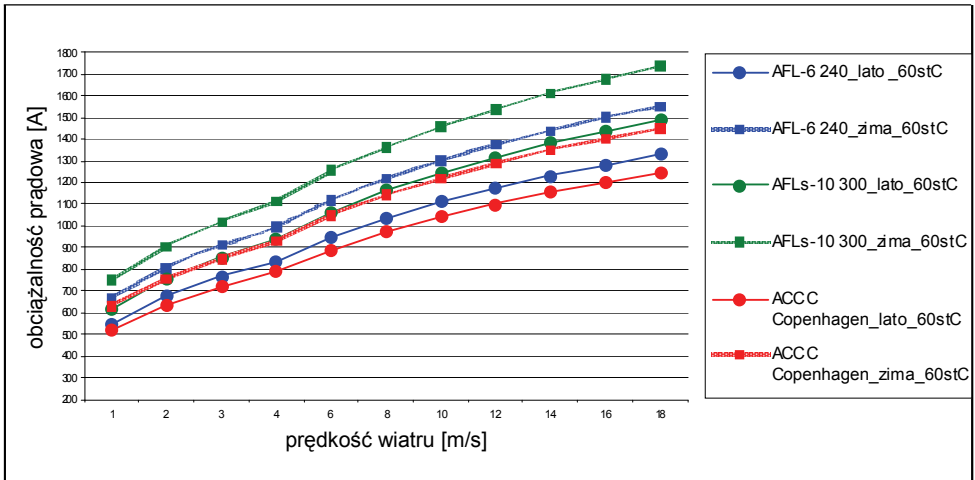
Dla stosunkowo niskich temperatur pracy linii obciążalność przewodu ACCC jest niższa niż przewodów tradycyjnych, tj. AFLs-10 300 mm<sup>2</sup> czy AFL-6 240 mm<sup>2</sup>. Przewagę przewodów z rdzeniem kompozytowym stanowi możliwość eksploatacji w temperaturach znacznie przekraczających 80°C. Dla przewodu ACCC Copenhagen maksymalną dopuszczalną temperaturą pracy jest 175°C.

Graniczne wartości obciążalności, realne do uzyskania na analizowanej linii 110 kV w zależności od założonego wariantu modernizacji, przedstawiono na rysunku 3. Jako limitujące zestawiono obciążalności dla sezonu letniego.



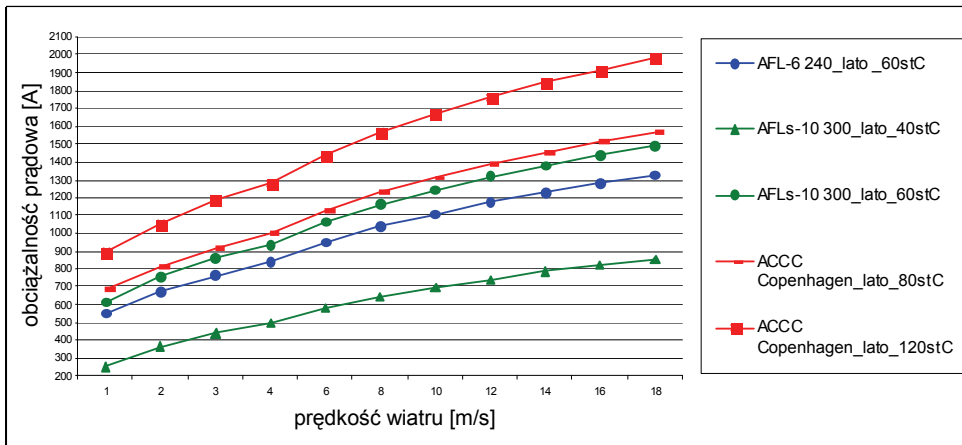
**Rys. 1.** Wpływ prędkości wiatru na obciążalności analizowanych typów przewodów dla temperatury pracy 40°C [Szwarczewski 2017]

**Fig. 1.** Wind velocity impact on capacity of wires for working temperature 40°C [Szwarczewski 2017]



**Rys. 2.** Wpływ prędkości wiatru na obciążalności analizowanych typów przewodów dla temperatury pracy 60°C [Szwarczewski 2017]

**Fig. 2.** Wind velocity impact on capacity of wires for working temperature 60°C [Szwarczewski 2017]



**Rys. 3.** Obciążalność prądowa linii w sezonie letnim w zależności od założonego wariantu modernizacji [Szwarczewski 2017]

**Fig. 3.** Line current capacity in summer in case of reconstruction option [Szwarczewski 2017]

Najmniejsze nakłady inwestycyjne generowałyby dopuszczenie pracy linii w temperaturze 60°C bez wymiany przewodów, co wymagałoby jedynie podwyższenia siedmiu słupów.

Zastosowanie przewodu AFLs-10 300 mm<sup>2</sup> przy tożsamy podwyższeniach słupów wymusza pracę linii w temperaturze 40°C, co daje znacznie mniejszy przyrost obciążalności.

Dopuszczenie temperatury 60°C dla przewodów AFLs-10 300 mm<sup>2</sup> wymaga podwyższenia aż 16 słupów.

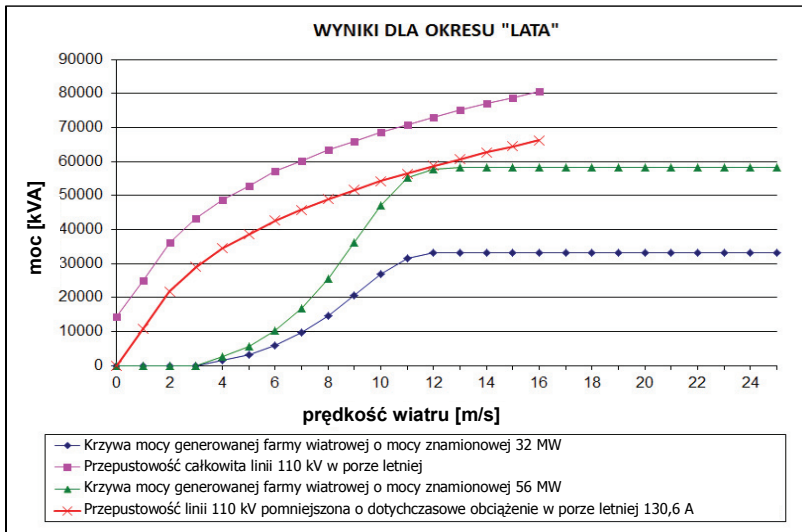
Zastosowanie przewodu ACCC nie powoduje konieczności wykonywania podwyższeń słupów i pozwala na osiągnięcie bardzo wysokiej obciążalności, lecz przy większym udziale strat w przesyle oraz przy bardzo wysokim koszcie zakupu przewodu i osprzętu (cena przewodu jest ok. cztery razy wyższa niż przewodów AFLs-10 300 mm<sup>2</sup>).

Obciążenie linii elektroenergetycznej energią przesyłaną z elektrowni wiatrowej będzie wzrastać w zależności od prędkości wiatru od minimalnego przy wietrze ok. 4 m/s do maksymalnego przy ok. 15 m/s. Na skutek dodatkowego chłodzenia przewodów wiatrem przepustowość linii napowietrznej będzie rosła równoległe z mocą przesyłaną od farmy wiatrowej.

Uwzględnienie w obliczeniach prędkości wiatru równej 4 m/s pozwala bez jakichkolwiek modyfikacji analizowanej linii zwiększyć jej obciążalność prądową tak, aby można było przyłączyć farmę wiatrową o mocy znamionowej 32 MW. Warto podkreślić, że przy takiej prędkości wiatru farma będzie w rzeczywistości generowała śladową moc.

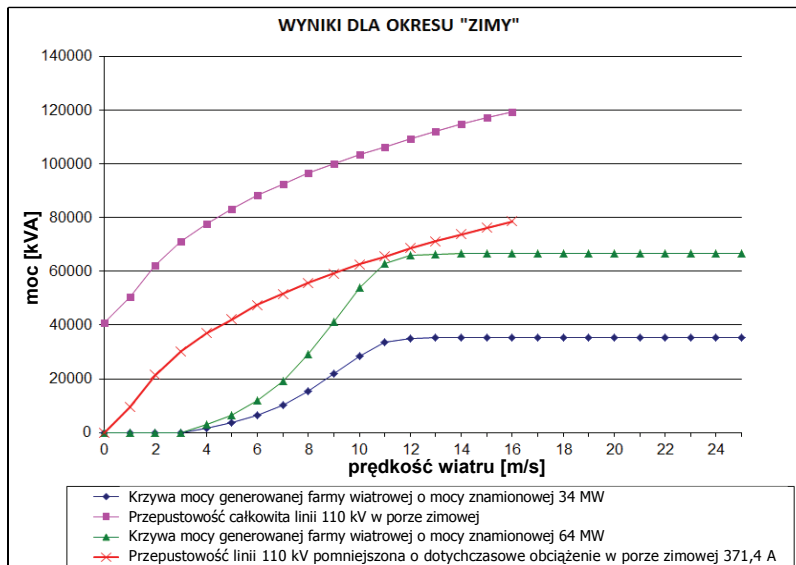
Uwzględnienie wzrostu obciążalności linii wraz z prędkością wiatru od 4 do 15 m/s pozwala bez jakichkolwiek modyfikacji analizowanej linii przyłączyć farmę wiatrową o mocy znamionowej 56 MW. Prędkość wiatru na poziomie 15 m/s pozwala osiągnąć moc znamionową zainstalowanych generatorów, dalsze zwiększanie prędkości nie powoduje już wzrostu mocy generowanej, natomiast nadal powiększa przepustowość linii.

Szczegółowe wyniki analizy, osobno dla pory letniej i zimowej, przedstawiają odpowiednio rysunki 4 i 5.



**Rys. 4.** Wzrost przepustowości linii 110 kV oraz mocy elektrowni wiatrowej w funkcji prędkości wiatru, dla pory letniej [Szwarczewski 2017]

**Fig. 4.** Increase of line capacity and wind farm power as wind velocity function in summer [Szwarczewski 2017]



**Rys. 5.** Wzrost przepustowości linii 110 kV oraz mocy elektrowni wiatrowej w funkcji prędkości wiatru, dla pory zimowej [Szwarczewski 2017]

**Fig. 5.** Increase of line capacity and wind farm power as wind velocity function in winter [Szwarczewski 2017]

## 6. PODSUMOWANIE

Zwiększenie obciążalności linii energetycznej z wykorzystaniem przewodów stalowo-aluminiowych wiąże się z dopuszczeniem pracy linii z wyższą temperaturą w przypadku przewodów istniejących bądź zastosowaniem przewodów cięższych, o większym przekroju w przypadku wymiany przewodów na nowe. Wskazane warianty możliwych rozwiązań skutkują pogłębieniem zwisu przewodów, co w sytuacji braku bezpiecznego buforu w odległości do terenu powoduje konieczność podwyższenia konstrukcji wsporczych.

Zastosowanie przewodów kompozytowych zwiększa koszty modernizacji i straty przesyłowe.

W przypadku przyłączania konwencjonalnych źródeł energii, w zależności od wymaganego poziomu obciążalności linii, nieunikniona byłaby realizacja jednego z opisanych wyżej wariantów jej modernizacji.

Rozważając przyłączenie do sieci farmy wiatrowej, nie można pomijać jednoczesnego przełożenia prędkości wiatru na moc generowaną źródła i przepustowość linii napowietrznej. Pomijanie wpływu wiatru na obciążalność analizowanej linii daje dopuszczalną wartość prądu 130 A, podczas gdy dla warunków początkowych pracy farmy wiatrowej rzeczywista obciążalność linii to ok. 443 A, a dla mocy znamionowej farmy wiatrowej – 716 A.

W przypadku rozpatrywanej linii elektroenergetycznej 110 kV uwzględnienie prędkości wiatru 4 m/s pozwala przyłączyć elektrownię wiatrową o mocy ok. 34 MVA bez ingerencji w istniejącą strukturę linii 110 kV. Uwzględniając wzrost obciążalności linii wraz z prędkością wiatru do 15 m/s, bez ingerencji w istniejącą linię można przyłączyć elektrownię wiatrową o mocy ok. 58 MVA.

Dla wiatru o kierunku równoległym do przewodów należy spodziewać się obciążalności przewodów mniejszej o ok. 23–26% względem kierunku prostopadłego użytego do obliczeń.

Jak widać, wpływ prędkości wiatru na obciążalność linii napowietrznych jest znaczny i zależność tę można wykorzystać szczególnie w aspekcie przyłączania farm wiatrowych, których moc generowana jest też silnie zależna od prędkości wiatru.

## LITERATURA

Energa, 2017, [www.energa-operator.pl](http://www.energa-operator.pl) [dostęp: 01.10.2017].

IEEE Std 738-2006, *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors*.

Kacejko, L., Khal, T., 1961, *Elektroenergetyczne linie napowietrzne*, Państwowe Wydawnictwa Techniczne, Warszawa.

- Kiessling, F., Nefzger, P., Nolasco, J.F., Kaintzyk, U., 2003, *Overhead Power Lines, Planning, Design, Construction*, Springer.
- Knych, T., 2010, *Elektroenergetyczne przewody napowietrzne. Teoria – materiały – aplikacje*, Wydawnictwo AGH, Kraków.
- Lubośny, Z., 2007, *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa.
- PN-E-05100-1:1998, *Elektroenergetyczne linie napowietrzne – Projektowanie i budowa*.
- PN-EN 50341-3-22:2010, *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 3: Zbiór normatywnych warunków krajowych*.
- Szwarczewski, P., 2017, *Analiza obciążalności napowietrznej linii energetycznej o napięciu 110 kV w związku z planowanym przyłączeniem farmy wiatrowej*, praca dyplomowa, Akademia Morska w Gdyni, Gdynia.
- Ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych*, DzU, 2016, poz. 961.