

## Wpływ projektowanej linii HVDC północ-południe na pracę Krajowego Systemu Przesyłowego

**Streszczenie.** W artykule omówiono możliwość zastosowania przesyłu linią prądu stałego w krajowym systemie elektroenergetycznym, co znalazło odzwierciedlenie w obowiązującym planie rozwoju sieci przesyłowej w Polsce na lata 2023-2032. W artykule przedstawiono wyniki wstępnej analizy pracy takiej linii, przy czym rozważono przyłączenia południowego jej krańca w różnych lokalizacjach. Parametrem analizy była moc przesyłana linią HVDC, a wynikiem straty przesyłowe w całym układzie, obciążenie linii przesyłowych w ujęciu średnim oraz występowanie obciążeń maksymalnych.

**Abstract.** The article discusses the possibility of using direct current transmission in the national power system, which was reflected in the current transmission network development plan in Poland for 2023-2032. The article presents the results of a preliminary analysis of the operation of such a line, considering various connection points of its southern end in different locations. The analysis parameter was the power transmitted by the HVDC line, and the result was transmission power losses in the entire system, average load on transmission lines and the occurrence of maximum loads. (*Impact of the designed north-south HVDC line on the operation of the national transmission system*)

**Słowa kluczowe:** napowietrzne HVDC linie, sieć przesyłowa, straty mocy, elastyczność sterowania przepływami mocy.

**Keywords:** overhead HVDC lines, power network, power losses, flexibility of power flow control.

### Wprowadzenie

W najbliższych kilku latach praca Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) ulegnie diametralnej zmianie, co więcej proces ten już trwa. Zmiany dotyczą głównie odwrócenia przyływów mocy w KSE, których powodem jest zmiana w strukturze zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej w kraju. Do tej pory obszary południowej i centralnej Polski były zdecydowanie obszarami z nadprodukcją energii, zaś obszary północne miały charakter deficytowy. W tabeli 1 przedstawiono przybliżone wartości mocy zapotrzebowanej i generowanej dla obszarów według podziału jaki stosuje Krajowy Operator Sieci Przesyłowej (OSP) dla stanu bieżącego oraz perspektywicznego na 2032 rok.

Tabela 1. Zapotrzebowanie i generacja mocy w szczycie obciążenia KSE w rozbiciu na obszary sieciowe

Obszar	$P_{zap}$ , MW	$P_{gen}$ , MW	Saldo, MW
<b>2022</b>			
Warszawa	6800	8300	+1500
Radom	3300	3800	+500
Katowice	7500	6400	-1100
Poznań	6500	6100	-400
Bydgoszcz	3750	4000	+250
<b>Kraj</b>	<b>27850</b>	<b>28600</b>	<b>+750 = <math>\Delta P</math></b>
<b>2032</b>			
Warszawa	8400	6200	-2200
Radom	4100	3300	-800
Katowice	9800	8300	-1500
Poznań	8500	6450	-2050
Bydgoszcz	8500	16200	+7700
<b>Kraj</b>	<b>39300</b>	<b>40450</b>	<b>+1150 = <math>\Delta P</math></b>

W tabeli tej nie uwzględniono jeszcze produkcji z elektrowni jądrowej, jaka ma również powstać w północnej części kraju, i która jeszcze bardziej spotęguje dysproporcję w wytwarzaniu i odbiorze energii elektrycznej w KSE. Jeszcze w 2022 roku, gdyby popatrzeć tylko na zagregowane moce w obszarach, to trzy z pięciu obszarów były deficytowe, przy czym deficyty te nie były zbyt głębokie. W 2032 roku sytuacja ulega zdecydowanemu odwróceniu: cztery obszary obejmujące łącznie prawie 90% powierzchni kraju są deficytowe, z deficytami przekraczającymi 2000 MW, a wyłącznie jeden obszar, obejmujący północną część Polski, charakteryzuje się z nadprodukcją mocy. Powodem tego stanu jest silny rozwój

morskiej energetyki wiatrowej. Do 2032 roku w KSE przewiduje się pracę morskich farm wiatrowych o łącznej mocy równej prawie 11 GW. Będą one włączone w trzech stacjach o górnym napięciu 400 kV:

1. Krzemienica (rejon stacji Ślupsk) – 4,4 GW,
2. Choczewo (rejon stacji Żarnowiec) – 5,0 GW,
3. Stacja Ślupsk – 1,5 GW.

Saldo dla kraju przedstawione w tabeli 1 odpowiada poziomowi strat mocy w KSE – została przyjęta zerowa wymiana z zagranicą. Należy zauważyć istotny wzrost strat w sieci w najbliższej perspektywie. Powodem jest przedstawiony w tabeli bilans dla poszczególnych obszarów i duża nadprodukcja w obszarze północnym, co pociąga za sobą konieczność przesyłu mocy do obszarów deficytowych, w tym przypadku, aż na południe kraju. Poziom strat dla bilansu na 2032 rok obejmuje już układ sieciowy łącznie z analizowaną dalej w niniejszym artykule linią prądu stałego.

Do transportu energii elektrycznej w głąb kraju konieczna jest silnie rozbudowana sieć przesyłowa. Szczególnie istotna i konieczna staje się rozbudowa sieci przesyłowej w miejscach przyłączenia nowych źródeł wytwórczych. Taka rozbudowa planowana jest przez OSP, a zawarta w planie rozwoju sieci publikowanej na stronie Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE S.A.) [1]. Mapę sieci przesyłowej planowanej na 2032 rok przedstawiono na rysunku 1.

Wyraźnie dostrzega się istotne nagromadzenie nowych inwestycji sieciowych w obszarze obejmującym Pomorze Gdańskie aż po Wielkopolskę i północne Mazowsze. Przesył prądem przemiennym tak dużych mocy niesie za sobą pewne problemy, które skutkować mogą przeciążeniami niektórych linii, szczególnie w stanach awaryjnych pracy systemu przesyłowego. W stanach tych może dochodzić do sytuacji, w której jedne linie znacząco się dociążają, natomiast inne w tym samym czasie mogą nawet być odciążane. Spowodowane jest to praktycznie brakiem możliwości sterowania przepływami mocy w konkretnych liniach. Wpływa to na bezpieczeństwo pracy całego systemu i niezawodność dostaw energii elektrycznej. Ważnym aspektem przy analizie rozbudowy systemu przesyłowego jest również wpływ tych linii na środowisko.

OSP planując rozbudowę systemów, muszą brać pod uwagę szereg uwarunkowań. W związku z tym

poszukiwane są nowe rozwiązania, które zapewniają wystarczalność i elastyczność systemów przesyłowych oraz akceptowalność przez opinię publiczną. Z tego względu, w wielu systemach przesyłowych na świecie można zaobserwować rozwój systemów prądu stałego (HVDC, ang. *High Voltage Direct Current*), które zapewniają możliwość sterowania przepływem mocy i niezależność od rozpyływu w sieci prądu przemiennego (HVAC). Również w KSE obserwuje się ten trend. Obowiązujący plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023-2032 [1], przewiduje budowę pierwszego w Polsce napowietrznego połączenia prądu stałego. Linia ta zaznaczona jest także na rysunku 1 i ma być poprowadzona ze stacji Krzemienica (punkt włączenia jednej grupy morskich farm wiatrowych) na południe kraju. Preferowanym miejscem przyłączenia tej linii na południu jest stacja Byczyna (Elektrownia Jaworzno). Rozważane są również inne miejsca zakończenia tej linii a nawet budowa w przyszłości całego systemu prądu stałego, tj. odgałęzień od planowanego mostu DC do różnych istniejących stacji.



Rys. 1. Układ sieci przesyłowej planowany na 2032 rok według planu rozwoju opracowanego przez krajowego OSP [1]

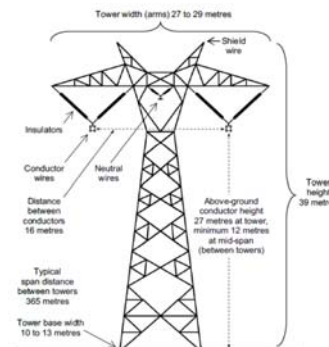
### Układy przesyłowe HVDC

Układ HVDC składa się z dwóch stacji przekształtnikowych i umieszczonego między nimi odcinka linii. Technologia przesyłu mocy prądem stałym realizowana jest zarówno w wykonaniu napowietrznym jak i kablowym. Linie kablowe stosowane są najczęściej w przypadku połączeń podmorskich, natomiast linie napowietrzne w klasycznych układach lądowych, przy czym coraz częściej występuje presja do kablowania też takich linii. W kraju mamy już fragmenty sieci HVDC – jest to podmorskie połączenie kablowe za Szwecją oraz bez liniowe połączenie z Litwą typu back-to-back. Więcej informacji na temat cech układów HVDC można znaleźć m.in. w [2].

Przewidywana do budowy w KSE linia HVDC ma być linią napowietrzną o długości około 600 km. Na potrzeby rozważań, napięcie znamionowe linii przyjęto równe  $\pm 500$  kV. Na tym etapie brak jest szczegółowych informacji technicznych o projektowanej linii, a tym samym o jej parametrach. Dla celów analizy przyjęto założenie, że proponowana linia HVDC będzie budowana w technologii dwubiegunowej z przewodem powrotnym, będzie więc zbliżona wyglądem do jednorowej linii prądu przemiennego o napięciu 400 kV w układzie płaskim, wybudowanej na słupach typu Y52 (rys. 2).

Przy przyjęciu dla rozważanej linii HVDC przewodu wiązkowego z trzema przewodami AFL-525 mm<sup>2</sup>, (obciążalność jednego przewodu wynosi ponad 1000 A)

otrzymuje się zdolność przesyłową takiej linii na poziomie 3000 MW, którą przyjęto do dalszej analizy. Rezystancja całej linii wynosi 11,2  $\Omega$ , co daje przy pełnym obciążeniu (prądzie równym 3 kA) straty mocy równe około 100 MW/biegun.



Rys. 2. Konstrukcja i wymiary linii HVDC [3]

### Wpływ projektowanego układu HVDC na pracę KSE

W celu określenia wpływu na pracę KSE nowoprojektowanej linii HVDC dokonano wstępnej analizy rozpyłów mocy w systemie elektroenergetycznym z planowanymi inwestycjami sieciowymi do roku 2032 (bez stacji i układu wyprowadzającego moc z potencjalnej elektrowni jądrowej zlokalizowanej na Pomorzu Gdańskim) dla układu pracy z dużą generacją wiatrową. Parametrem analizy jest moc przesyłana linią prądu stałego. Analizę wykonano dla trzech miejsc potencjalnego przyłączenia linii na południu kraju (trzech scenariuszy): są to stacje Byczyna (BYC), Połaniec (PEL) oraz Dobrzeń (DBN). Wszystkie te stacje zlokalizowane są przy aktualnie pracujących elektrowniach węglowych, które, zgodnie z polityką energetyczną, mają być zgodnie z harmonogramem wynikającym z polityki unijnej, wycofywane z produkcji. Największy poziom mocy produkowanej w analizowanym okresie ma być w Elektrowni Opole (węzeł DBN), najmniejszy zaś w Elektrowni Jaworzno (węzeł BYC). Węzłem przyłączenia linii HVDC na północy kraju w każdym przypadku jest stacja Krzemienica (KZE), zlokalizowana w pobliżu stacji Słupsk, na wcinie linii Słupsk-Dunowo, wybudowanej na potrzeby odbioru mocy z morskich farm wiatrowych.

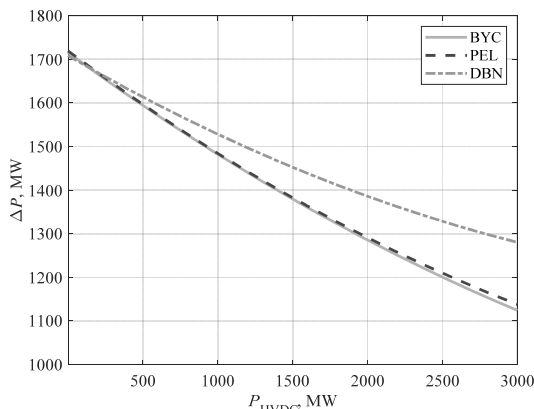
Wpływ linii HVDC na pracę systemu określono poprzez regulację mocy przepływającej przez tą linię. Przyjęto, że moc przesyłana jest symetrycznie dwoma biegunami linii i zmienia się co 200 MW (100 MW na biegun), począwszy od 0 MW, co oznacza brak przepływu mocy linią HVDC, aż do 3000 MW, czyli pełne jej wykorzystanie. Do obliczeń przyjęto uproszczony model, w którym zamodelowano w węzłach granicznych fikcyjne generatory synchroniczne, po jednym na każdy biegun. W węźle eksportującym moc (na północy kraju w węźle KZE) generatory pracują z ujemną generacją mocy czynnej, natomiast w węzłach importujących - z mocą dodatnią równą różnicy mocy pobieranej w węźle eksportującym i strat mocy w linii HVDC. Przyjęcie w miejscach przyłączenia linii HVDC generatorów pozwala na uwzględnienie możliwości regulacyjnych napięcia w stacjach przekształtnikowych DC, co również ma przełożenie na pracę całego systemu.

Straty mocy czynnej w systemie  $\Delta P$ , dla każdego stanu pracy linii, tj. zmieniającego się przepływu mocy w linii, wyznaczano według zależności (1):

$$(1) \quad \Delta P(P) = \Delta P(P_{\max}) \left( \frac{P}{P_{\max}} \right)^2$$

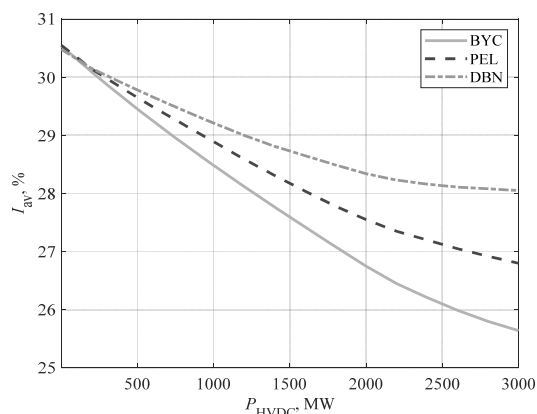
gdzie:  $\Delta P(P_{\max})$  – straty przy pełnym obciążeniu linii (przyjęto 200 MW),  $P$  – aktualna moc przesyłana linią HVDC,  $P_{\max}$  – maksymalna moc przesyłana linią HVDC (przyjęto 3000 MW).

Pierwszym analizowanym parametrem były łączne straty w krajowym systemie elektroenergetycznym  $\Delta P$ . Straty te są globalnym parametrem, który dobrze odwzorowuje wpływ badanego czynnika – tu: przepływu mocy linią HVDC na pracę całego systemu. Wykonano analizy scenariuszowe, tj. przyjęto trzy przedstawione wcześniej lokalizacje południowego końca linii HVDC. Wyniki analiz przedstawiono graficznie na rysunku 3.



Rys. 3. Zależność strat sieciowych od mocy przesyłanej linią HVDC

Porównując wyniki strat otrzymane w analizowanych scenariuszach należy zauważyć, że w każdym przypadku obserwuje się znaczący spadek strat w całej sieci wraz ze wzrostem przepływu mocy układem HVDC. Dla przyłączenia linii w stacjach BYC oraz PEL praktycznie wykresy strat pokrywają się w całym zakresie analizowanych zmian. Zmniejszenie strat sięga 600 MW, co stanowi ponad 30% strat w układzie bez linii HVDC. Nieco inaczej zachowują się straty w KSE, gdy linia przyłączona jest do stacji DBN. W tym przypadku dla niewielkich przepływów mocy linią HVDC straty są niższe niż w pozostałych dwóch przypadkach (do mocy około 200 MW), natomiast dla większych przepływów straty dla tego przypadku są większe niż dla pozostałych dwóch miejsc przyłączenia. Przy pełnym obciążeniu linii HVDC straty w tym przypadku są o około 150 MW większe dla przyłączenia linii w stacji DBN. Powodem obserwowanego mniejszego spadku strat w tym przypadku jest znacząca produkcja mocy w Elektrowni Opolo. Zmniejszenie strat mocy jednoznacznie wskazuje na korzystny wpływ linii prądu stałego na pracę całego systemu elektroenergetycznego.



Rys. 4. Zależność średniego obciążenia linii przesyłowych w KSE od mocy przesyłanej linią HVDC

Kolejnym wskaźnikiem oceny wpływu mocy przepływającej przez linię HVDC jest średnie obciążenie linii sieci przesyłowej HVAC. Wyniki tej analizy, prowadzonej analogicznie jak dla strat (rys. 3), pokazano na rysunku 4. Podobnie jak dla strat, średnie obciążenie linii 220 kV i 400 kV w całym systemie ulega zmniejszeniu wraz ze wzrostem przesyłu mocy linią HVDC. Największe spadki tego obciążenia obserwuje się dla przyłączenia linii HVDC w stacji BYC i sięgają one prawie 5 punktów procentowych. Jest to znaczący spadek mający wpływ bezpośrednio na bezpieczeństwo pracy systemu. Podobnie jak dla strat, najmniejszy pozytywny wpływ na ten wskaźnik występuje, gdy linia HVDC przyłączona jest do stacji DBN. W tym przypadku spadek średniego obciążenia jest na poziomie 2,5 punktów procentowych.

Oprócz średniego obciążenia istotne dla bezpiecznej pracy systemu jest maksymalne obciążenie poszczególnych linii. Liczba linii o określonym poziomie obciążenia w analizowanych scenariuszach zaprezentowano w tabeli 2. Wyniki przedstawiono dla dwóch poziomów granicznych obciążenia: 80% oraz 90%.

Tabela 2. Liczba linii obciążonych powyżej 80% i 90% dla każdego ze scenariuszy

$P_{HVDC}$ , MW	BYC		PEL		DBN	
	> 80%	> 90%	> 80%	> 90%	> 80%	> 90%
0	3	1	5	1	4	1
200	2	1	3	1	3	1
400	2	0	3	0	3	0
600	1	0	2	0	3	0
800	1	0	1	0	3	0
1000	1	0	1	0	3	0
1200	1	0	1	0	2	0
1400	0	0	0	0	4	0
1600	0	0	0	0	4	0
1800	0	0	0	0	5	1
2000	0	0	0	0	5	1
2200	0	0	0	0	5	2
2400	0	0	0	0	5	3
2600	0	0	0	0	5	4
2800	0	0	0	0	5	4
3000	0	0	0	0	5	4

Dla scenariuszy przyłączenia południowego końca linii HVDC w węzłach BYC oraz PEL obserwuje się bardzo wyraźną poprawę (zmniejszenie) liczby linii silnie obciążonych wraz ze wzrostem mocy przesyłanej linią HVDC. Już przy 50% obciążeniu linii HVDC (na poziomie 1400 MW) likwidowane są wszystkie obciążenia linii sieci przesyłowej o napięciu 220 kV i 400 kV powyżej 80%. Przy przepływie mocy na poziomie 400 MW likwidowane są obciążenia na poziomie 90%. W przypadku przyłączenia południowego końca linii HVDC w węźle DBN zaobserwowano inną tendencję niż w poprzednich scenariuszach. Przy przyłączeniu linii HVDC w węźle DBN obserwuje się zmniejszenie liczby linii silnie obciążonych ze wzrostem przesyłu linią HVDC, ale tylko do pewnej wartości. Przy mocy około 1200 MW występuje niewielka liczba linii obciążonych powyżej 80% (są dwie takie linie), ale po przekroczeniu wartości 1400 MW następuje znów wzrost liczby linii silnie obciążonych. Przy wartości mocy przesyłanej na poziomie 1800 MW pojawiają się obciążenia powyżej 90%, a przy mocy 2800 MW pojawiają się nawet przeciążenia 2 linii. Te duże obciążenia w głównej mierze dotyczą linii o napięciu 400 kV. Największy udział silnie obciążonych linii o napięciu 220 kV występuje w przypadku przyłączenia południowego końca do stacji DBN. Gdyby dodatkowo oceniać obciążenia linii na poziomie powyżej 60% to sytuacja jest trochę inna. Praktycznie dla wszystkich scenariuszy najmniejszą liczbę linii obciążonych powyżej

60% uzyskuje się dla mocy przesyłanej linią HVDC na poziomie około 2400+2600 MW – liczba tych linii wynosi między 3 a 5. Dla mniejszych przepływów liczba ta rośnie wraz ze spadkiem mocy przesyłanej i sięga dla zerowego przesyłu nawet 20 linii o napięciu 400 kV. Dla mocy przesyłanych o wartości większej niż 2600 MW również obserwuje się wzrost liczby linii obciążonych powyżej 60%. Jest to oczywiste, gdyż duża moc wprowadzana do węzła musi zostać z niego wyprowadzona liniami przyłączonymi do tego węzła. W każdym przypadku liczba linii 400 kV przyłączonych do analizowanego węzła kończącego system HVDC wynosi 6, tylko w stacji DBN: 7. Wzrost liczby silnie obciążonych linii oraz pojawienie się nieznacznych przeciążeń jest wyraźnym sygnałem o pogarszającym się bezpieczeństwie pracy całego systemu.

### Podsumowanie

Przeprowadzona wstępna analiza pracy systemu elektroenergetycznego z linią HVDC, w postaci pewnego rodzaju, swoistego by-pass'u, który umożliwi bezpośredni przesył mocy z obszaru o dużej nadwyżce produkcji do obszaru o dużym zapotrzebowaniu, jednoznacznie pokazuje korzyści takiego rozwiązania. Oczywiście, przeprowadzone analizy na jednym układzie pracy nie mogą decydować o wyborze takiego rozwiązania, jednak wyraźnie wskazują na pozytywne efekty jego zastosowania. Budowa linii prądu stałego związana jest z poniesieniem dużych nakładów inwestycyjnych, jednak doświadczenia innych krajów wskazują na opłacalność takiego rozwiązania przy długościach linii powyżej około 500 km, co w przypadku naszego systemu ma miejsce. Równowaga kosztów pomiędzy układem AC i DC przy długości linii około 500 km, upoważnia do wniosku, że alternatywą do budowy połączenia północ-południe układem HVDC byłaby budowa około 500 km linii przesyłowych (jednotorowych) prądu przemiennego. Należy od razy stwierdzić, że zdolność przesyłowa pojedynczego toru linii 400 kV nie przekracza zwykle 1600 MW, co prowadzi do wniosku, że nawet pod względem 'przesyłowym' to rozwiązanie byłoby mniej korzystne. Dodatkowo kolejna równoległa ścieżka przesyłowa prądu przemiennego do istniejących (i planowanych) już kilku połączeń, szczególnie w obszarze Gdańska (rys. 1), wcale nie oznacza, że łączna zdolność przesyłowa zwiększyłaby się o wartość obciążalności dodatkowego toru. Powodem tego jest nierównomierność dociążania równoległych torów prądu przemiennego, ze względu na bezpośrednią zależność rozplywu mocy w systemie prądu przemiennego od relacji głównie reaktancji poszczególnych torów – brak możliwości sterowania przepływami mocy w poszczególnych ciągach przesyłowych.

Wskazane pozytywne efekty zastosowania mostu HVDC to m.in. korzyści ekonomiczne, gdyż można w tym przypadku znacząco obniżyć straty mocy w układzie, co bezpośrednio przekłada się na korzyści finansowe, ale też pozwala ograniczyć produkcję energii elektrycznej. Zmniejszenie strat może być przy tym bardzo duże, co pokazują przeprowadzone analizy.

Drugą ważną grupę korzyści tworzą ograniczenia obciążeń linii sieci przesyłowej, co wpływa istotnie na poprawę bezpieczeństwa pracy systemu. Świadczą o tym zarówno wartości średnie obciążeń linii przesyłowych, ale też ograniczenie liczby silnie obciążonych linii. Przy czym drugi z wymienionych efektów jest nawet bardziej znaczący z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy systemu. Większe zapasy w zdolnościach przesyłowych dają możliwości większego dociążania tych linii w stanach awaryjnych pracy systemu.

W ramach analiz wykazano także, że istotny jest wybór miejsca (węzła) przyłączenia linii HVDC. W zależności bowiem od miejsca przyłączenia otrzymuje się inną optymalną wartość zdolności przesyłowej takiego połączenia, jednak zbyt mała obciążalność (zdolność przesyłowa) bezpośrednio wpływa na efektywność ekonomiczną całego przedsięwzięcia.

Najważniejszy jednak powód do budowy układu przesyłowego prądu stałego to możliwość elastycznego i szybkiego sterowania przepływami z jego wykorzystaniem, łącznie z możliwością zmiany kierunku przepływu mocy [4].

Oprócz krajowego OSP obserwuje się wzrost zainteresowania innych, zagranicznych operatorów możliwością konwersji istniejących systemów przesyłowych prądu przemiennego na systemy prądu stałego, lub uzupełniania tych systemów przez linie, czy wstawki prądu stałego [2,5,6]. Ze względu na wysoką elastyczność sterowania, technologia prądu stałego jest zdecydowanie preferowana do przesyłu energii elektrycznej na duże odległości i między obszarami o innej charakterystyce energetycznej (odbior-wytwarzanie). Wybór preferowanej technologii przesyłu musi uwzględniać szereg czynników, przy czym nie należy zapominać o kwestiach środowiskowo-społecznych, z których decydującymi są: wpływ na problemy zdrowotne wynikające z oddziaływania pola elektromagnetycznego (PEM), zakłócenia krajobrazu oraz słyszalny hałas – jest to szczególnie ważne przy wyborze technologii napowietrznej linii prądu stałego. Systemy przesyłowe oparte na układach HVDC wykazują wiele przydatnych cech z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego, co m.in. wykazano w sposób ilościowy w analizach opisanych w niniejszym artykule. Analizowano tu tylko wybrane wskaźniki pracy systemu elektroenergetycznego (straty mocy, obciążenie maksymalne i średnie linii przesyłowych), ale już te wyniki analiz, mimo, że wykonane tylko dla jednego stanu pracy systemu, wyraźnie to pokazują. Koniecznym jest jednak doszczegółowienie przepisów w ujęciu zachowania dopuszczalnych poziomów natężenia PEM oraz hałasu, a także szerokiej akcji informującej [7,8].

**Autorzy:** dr hab. inż. Henryk Kocot, prof. PŚ, E-mail: Henryk.Kocot@polsl.pl, dr inż. Agnieszka Dziendziel, E-mail: Agnieszka.Dziendziel@polsl.pl, Politechnika Śląska, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Bolesława Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice.

### LITERATURA

- [1] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032. PSE S.A.
- [2] Dziendziel A., Kocot H.: Perspektywy rozwoju układów elektroenergetycznych układów przesyłowych dużych mocy; Przegląd Elektrotechniczny, 02/2023
- [3] A. Font, S. Ilhan, H. Ismailoglu, F.E. Cortes, A. Ozdemir: Design and Technical Analysis of 500-600 kV HVDC Transmission System for Turkey. ELECO, Bursa 2017.
- [4] Okba M.H., Saied M.H., Mostafa M.Z., Abdel-Moneim T.M.: High Voltage Direct Current Transmission A Review, Part I. IEEE Energytech 2012.
- [5] Meah K., Ula S.: Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems. IEEE General Meeting Power & Energy Society 2007.
- [6] Polewarczyk M., Robak S.: Układy HVDC we współczesnych systemach elektroenergetycznych, Przegląd Elektrotechniczny, 07/2016
- [7] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pola elektromagnetycznego w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. 2019, poz. 1883)
- [8] Standardowe Specyfikacje Techniczne: Linia napowietrzna 400 kV, PSE S.A., grudzień 2022 r.