

Projekt Planu działania

opracowany na podstawie art. 15 Rozporządzenia (UE) 2019/943

Spis treści

Streszczenie zarządcze Planu działania.....	3
Wprowadzenie i cel dokumentu.....	4
1. Wyznaczenie trajektorii zwiększania zdolności na potrzeby obrotu międzystrefowego.....	5
1.1. Reguły uwzględnienia zmienności charakteru elementów CNEC w czasie	6
2. Punkty początkowe trajektorii liniowych – wyniki obliczeń	7
2.1. Przekrój asynchroniczny	7
2.2. Przekrój synchroniczny	8
3. Harmonogram przyjmowania środków mających na celu zmniejszenie stwierdzonych strukturalnych ograniczeń przesyłowych	10
3.1. Inwestycje sieciowe służące poprawie warunków wymiany energii elektrycznej na połączeniach asynchronicznych	10
3.2. Inwestycje sieciowe służące poprawie warunków wymiany energii elektrycznej na połączeniach synchronicznych	10
4. Lista załączników	11

Streszczenie zarządcze Planu działania

Celem dokumentu Plan działania jest realizacja obowiązku udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych, wynikającego z art. 16 ust. 8 Rozporządzenia 2019/943 (dalej „cel CEP 70%”). Przy zastosowaniu Planu działania ostatecznym terminem na osiągnięcie celu CEP 70% jest 31.12.2025 r. Realizacja celu CEP 70% przy zastosowaniu Planu działania odbywa się według trajektorii liniowej.

Ministerstwo Energii (ME) we współpracy z Regulatorem (Urząd Regulacji Energetyki, URE) przygotowało projekt Planu działania, który jest efektem współpracy ME, URE oraz polskiego Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) – Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE). Plan działania zostanie zaimplementowany od 1.01.2020 r. Środki przyjęte w ramach Planu działania zostały zaplanowane na cztery lata (1.01.2020 – 31.12.2023). Postępy w osiąganiu celu CEP 70% w trakcie implementacji Planu działania będą monitorowane przez URE, przez weryfikację osiągania minimalnych wartości udostępnianych zdolności przesyłowych wyrażonych w trajektorii liniowej.

Plan działania został przygotowany dla profilu synchronicznego (granice: Polska - Niemcy, Polska - Czechy, Polska - Słowacja) oraz jednej granicy asynchronicznej: Polska - Szwecja. Plan działania nie ma zastosowania dla drugiej granicy asynchronicznej: Polska - Litwa. W związku z tym na granicy Polska - Litwa cel CEP 70% zostanie zrealizowany od 1.01.2020 r., co wynika ze zobowiązań międzynarodowych.

Plan działania zawiera metodykę i wynik obliczeń dla określenia przebiegu trajektorii liniowej oraz harmonogram środków przyjętych do stopniowego osiągnięcia celu CEP 70%. W ramach metodyki określono listę elementów, dla których przygotowano trajektorie liniowe. Są to krytyczne elementy sieci (ang. *critical network elements*, dalej CNE) oraz krytyczne elementy sieci skojarzone ze zdarzeniem losowym (ang. *critical network element associated with a contingency used in capacity calculation*, dalej CNEC), których zbiór zawiera 812 elementów (łącznie CNE i CNEC). Na potrzeby dokumentu Plan działania, określono również typy CNEC (pkt 1). W dalszej części opisano w jaki sposób zostały wyznaczone wartości poszczególnych punktów trajektorii liniowych dla każdego z 812 elementów, wraz z przedstawieniem wyników obliczeń.

Podstawowym narzędziem ujętym w harmonogramie środków służących do osiągnięcia celu CEP 70% jest realizacja inwestycji sieciowych (lista i harmonogram zawarte są w pkt 3). Uzupełniającym narzędziem jest stosowanie działań zaradczych (ang. *remedial actions*), np. w postaci redysponowania (ang. *redispatching*).

Projekt Planu działania zostanie przedłożony do konsultacji publicznych. Po wypracowaniu finalnej wersji i przyjęciu dokumentu, zostanie on przekazany Komisji Europejskiej oraz ACER (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*).

Wprowadzenie i cel dokumentu

Obowiązującym w Europie modelem rynku energii jest model strefowy, zgodnie z którym uczestnicy rynku mogą bez ograniczeń zawierać transakcje obrotu energią elektryczną w ramach danego obszaru rynkowego (strefy), podczas gdy handel między obszarami rynkowymi (strefami) wymaga uzyskania dostępu do międzyobszarowych zdolności przesyłowych.

W czerwcu 2019 r. opublikowane zostały ostatnie dokumenty w ramach pakietu Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków (ang. *Clean Energy Package for all Europeans*, CEP), w tym Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej „Rozporządzenie 2019/943”). Rozporządzenie 2019/943 wprowadziło szereg istotnych zmian w rynku energii elektrycznej UE. Część z nich dotyczy zasad międzyobszarowej wymiany handlowej energii elektrycznej. Celem tych zmian jest kontynuacja dotychczasowego kierunku zwiększania możliwości międzyobszarowej wymiany handlowej, co ma swoje odzwierciedlenie w nałożeniu na Operatorów Systemów Przesyłowych (dalej OSP) obowiązku udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy lub krytycznego elementu sieci wyznaczonych, z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu.

Cel CEP 70% powinien być realizowany od 1 stycznia 2020 r. Jeżeli tego celu nie można osiągnąć w związku z występowaniem strukturalnych ograniczeń sieciowych, wówczas Państwo Członkowskie wraz z OSP może zdecydować o przygotowaniu Planu działania, który pozwoli osiągnąć cel CEP 70% do 31.12.2025 r., lub może podjąć decyzję o podziale swojego obszaru rynkowego. Jeśli zostanie wybrana opcja Planu działania, wtedy Państwo Członkowskie przy współpracy z Regulatorem przygotowuje taki plan.

Dnia 7 sierpnia 2019 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził Sprawozdanie PSE S.A. dotyczące strukturalnych ograniczeń przesyłowych w polskim obszarze rynkowym¹ (dalej Sprawozdanie PSE), a następnie 12 sierpnia 2019 r. Sprawozdanie PSE zostało przekazane Ministerstwu Energii, dając podstawę do podejmowania ww. decyzji. W konsekwencji, ME we współpracy z Regulatorem oraz przy współpracy z OSP, przygotowało projekt Planu działania.

Celem niniejszego dokumentu jest przedstawienie projektu Planu działania opracowanego zgodnie z art. 15 Rozporządzenia 2019/943. Plan działania obejmuje:

- metodykę i wyniki obliczeń dla określenia punktów początkowych trajektorii liniowej corocznego wzrostu zdolności przesyłowych na potrzeby międzystrefowego obrotu energią elektryczną, aby osiągnąć cel CEP 70%;
- harmonogram przyjmowania środków mających na celu zmniejszenie stwierdzonych strukturalnych ograniczeń przesyłowych, zaplanowanych do realizacji w latach 2020-2023.

¹ Wyniki obliczeń dla 2020 r. przedstawione w Sprawozdaniu PSE S.A. dotyczącym strukturalnych ograniczeń przesyłowych w polskim obszarze rynkowym wykazały, że udostępnienie międzyobszarowych zdolności przesyłowych w wielkościach wynikających z celu CEP 70% prowadzi do szeregu strukturalnych ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE.

1. Wyznaczenie trajektorii zwiększania zdolności na potrzeby obrotu międzystrefowego

Zgodnie z art. 15. ust. 2 rozporządzenia 2019/943 punktem początkowym trajektorii jest:

- **zdolność przesyłowa zaalokowana** na granicy lub na krytycznym elemencie sieci **w roku poprzedzającym** przyjęcie planu działania

albo

- **średnia z trzech lat przed przyjęciem planu działania,**

w zależności od tego, która z tych wartości jest wyższa.

Początkiem stosowania polskiego Planu działania jest dzień 1.01.2020 r., zaś data jego przyjęcia przypada na koniec 2019 r. Zatem podstawą do wyznaczenia punktu początkowego są średnie zdolności alokowane w 2018 r. oraz średnie zdolności alokowane w latach 2016 – 2018.

Chociaż cel CEP 70% jest określony w różny sposób dla granic, na których stosuje się metody wyznaczania zdolności przesyłowych oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto (dalej „NTC”) (ang. *coordinated net transmission capacity approach*) i FBA (ang. *flow-based approach*) (zob. art. 16 ust. 8 Rozporządzenia 2019/943), to ze względu na planowane wdrożenie podejścia FBA w regionie CORE przyjęto sposób wyznaczenia punktów początkowych, który będzie mógł zostać zastosowany do przyszłego podejścia FBA w Polsce. Ponadto zgodnie z wytycznymi dot. monitorowania celu CEP 70% zawartymi w Rekomendacji ACER² (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) z dnia 8 sierpnia 2019 r., dotyczącej implementacji wymagania dla minimalnych poziomów zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego, zgodnie z art. 16 ust. 8 Rozporządzenia 2019/943 (dalej „Rekomendacja ACER”), realizacja trajektorii liniowej jest monitorowana na poziomie CNEC³ - podobnie jak sam cel CEP 70% dla podejścia FBA. Mając na uwadze zapisy Rekomendacji ACER oraz planowane wdrożenie podejścia FBA, w niniejszym projekcie Planu działania trajektorie liniowe i ich **punkty początkowe zostały wyznaczone dla każdego elementu CNEC**, zgodnie z określoną listą elementów CNEC dla połączeń synchronicznych polskiego obszaru rynkowego oraz na podstawie historycznych wyników rynku energii reprezentowanych przez godzinowe salda obszarów

² Rekomendacja ACER z dnia 8 sierpnia 2019 r. dotycząca implementacji wymagania dla minimalnych poziomów zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego zgodnie z art. 16 ust. 8 Rozporządzenia 2019/943
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2019.pdf

³ Rekomendacja ACER wskazuje w pkt 4.2, że jednolite i spójne podejście do monitorowania spełnienia wymagania dla minimalnych poziomów zdolności dostępnych dla obrotu międzystrefowego MACZT (ang. *margin available for cross-zonal trade*) powinno polegać na monitorowaniu MACZT na poziomie krytycznych elementów sieci skojarzonych ze zdarzeniem losowym wykorzystanym przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych, tj. na poziomie elementów CNEC (ang. *critical network element associated with a contingency used in capacity calculation*) we wszystkich obszarach koordynacji, tj. obszarach z różnymi sposobami wyznaczania i alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych oraz z różnym poziomem koordynacji tych procesów.

rynkowych synchronicznie pracującego obszaru Europy za lata 2016-2018. Dla połączenia Polska-Szwecja punkty początkowe trajektorii liniowej zostały wyznaczone na podstawie historycznych zdolności alokowanych na tym połączeniu za lata 2016-2018.

Szczegółowy opis procesu wyznaczenia punktów początkowych trajektorii liniowych umieszczono w Załączniku 1 do niniejszego dokumentu.

1.1. Reguły uwzględnienia zmienności charakteru elementów CNEC w czasie

Lista elementów CNEC, dla których zostały wyznaczone punkty początkowe trajektorii obejmuje elementy sieciowe obecnie wykorzystywane i monitorowane przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych. Niemniej można spodziewać się, że w przyszłości obecna lista elementów CNEC będzie rozszerzana o kolejne elementy CNEC. Ponadto należy zauważyć, że większość elementów CNEC była niezmienna w okresie 2016-2018 i są one uwzględnione we wszystkich modelach sieciowych, które zostały wykorzystane przy wyznaczeniu punktów początkowych trajektorii. Występują jednak elementy CNEC, które pojawiły się w okresie 2016-2018 i w konsekwencji są uwzględnione tylko w części modeli sieciowych wykorzystanych do wyznaczenia punktów początkowych trajektorii.

W związku z tym wyróżniono cztery specyfiki elementów CNEC w zakresie sposobu ich funkcjonowania w odnośnych przedziałach czasowych:

a) Niezmienny element CNEC

Pierwszą rozpatrywaną grupą krytycznych elementów sieci są elementy funkcjonujące w roku 2018 oraz w całym okresie 2016-2018 w sposób identyczny, w jaki będą funkcjonowały w roku 2020. Dla takich elementów CNEC jako punkt początkowy trajektorii przyjęto większą z wielkości: (i) średnia z alokowanych zdolności w 2018 r. albo (ii) średnia z alokowanych zdolności za lata 2016-2018.

b) Element CNEC oddany do użytku w okresie 2016-2018

Kolejną grupą krytycznych elementów sieci są elementy, które zaczęły funkcjonować w pewnym momencie okresu 2016-2018 i będą funkcjonowały w roku 2020 w sposób identyczny. Dla takich elementów CNEC jako punkt początkowy trajektorii przyjęto większą z wielkości: (i) średnia z alokowanych zdolności w 2018 r. albo (ii) średnia z alokowanych zdolności za lata 2016-2018 z ograniczeniem do okresu, dla którego dany element CNEC był uwzględniony w modelu sieciowym. Przykładowo, jeżeli nowy element CNEC po raz pierwszy został uwzględniony w modelu sieciowym obowiązującym od listopada 2018, to za punkt początkowy dla tego elementu CNEC została przyjęta średnia z alokowanych zdolności za okres listopad-grudzień 2018.

c) Nowy element CNEC oddany do użytku po 2018 r.

W przypadku nowych elementów sieciowych, tj. niewystępujących w modelach sieciowych wykorzystanych do wyznaczenia punktów początkowych trajektorii, przyjęto, że obie wielkości do porównania (średnie zdolności alokowane na elemencie) wynoszą 0 MW. Punkt początkowy trajektorii wynosi zatem 0% zdolności termicznych tego elementu.

Należy zaznaczyć, że 0% jest wartością minimalną i OSP będzie oferować na tym elemencie CNEC zdolności przesyłowe w maksymalnej wielkości wyznaczonej zgodnie z wynikami procesu wyznaczania zdolności międzyobszarowych.

d) Element sieciowy oddany do użytku do końca 2018 r., który zostaje dodany do listy elementów CNEC po podjęciu decyzji o przyjęciu Planu działania

W przypadku elementów sieci, które fizycznie istniały w okresie 2016-2018, ale nie stanowiły w tym okresie istotnych elementów z punktu widzenia wymiany międzyobszarowej, w efekcie czego nie były uwzględnione na liście elementów CNEC w momencie opracowania Planu działania, mogą one zostać dodane do listy elementów CNEC po podjęciu decyzji o przyjęciu Planu działania, np. ze względu na funkcjonowanie w innej topologii sieci. Konieczne jest w takim przypadku ustalenie właściwego punktu odniesienia. Zdolności alokowane w określonej topologii mogą bowiem być niewspółmiernie niższe albo wyższe od tych, które będą możliwe do alokacji w nowym układzie. Zarazem jednak element funkcjonuje już w sieci i nie byłoby zasadne traktowanie go jako całkowicie nowego, a w konsekwencji przyjęcie dla niego „0%” jako punkt początkowy trajektorii.

W celu określenia, jakie zdolności były alokowane na tym elemencie gdyby element był uwzględniony na liście elementów CNEC w momencie podjęcia decyzji o przyjęciu Planu działania przyjęto, że punkt początkowy trajektorii liniowej dla tego elementu jest wyznaczany jak dla niezmiennego elementu CNEC (jeśli taki element był oddany do użytku przed 2016 r., zob. pkt a) albo jak dla nowego elementu CNEC (jeśli taki element był oddany do użytku w okresie 2016-2018, zob. pkt b).

2. Punkty początkowe trajektorii liniowych – wyniki obliczeń

Zgodnie z Rozporządzeniem 2019/943 punktem początkowym trajektorii jest zdolność przesyłowa zaalokowana na granicy lub na krytycznym elemencie sieci w roku poprzedzającym przyjęcie Planu działania albo średnia z trzech lat przed przyjęciem Planu działania, w zależności od tego, która z tych wartości jest wyższa.

Punkty początkowe trajektorii liniowych zostały wyznaczone dla połączeń asynchronicznych oraz dla elementów CNE i CNEC uwzględnianych przy wyznaczaniu międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla połączeń synchronicznych. Punkty początkowe trajektorii liniowych zostały określone osobno dla kierunku importowego oraz eksportowego, i są wyrażone w procentach zdolności przesyłowej danego elementu. W niniejszym rozdziale przedstawiono wybrane przykłady punktów początkowych trajektorii liniowych, natomiast pełną listę punktów początkowych trajektorii liniowych wraz z ich przebiegami umieszczono w Załączniku 2 do niniejszego dokumentu.

2.1. Przekrój asynchroniczny

Przekrój asynchroniczny obejmuje dwie granice: Polska – Szwecja i Polska – Litwa. Plan działania będzie obejmował tylko jedną z tych granic – granicę Polska - Szwecja. Na granicy Polska – Litwa cel CEP 70% zostanie zrealizowany od 1.01.2020 r., co wynika ze zobowiązań międzynarodowych.

Dla kierunku importowego wyznaczony punkt początkowy trajektorii spełnia cel CEP 70%.

Parametry do obliczeń dla granicy Polska – Szwecja:

- $F_{\max} = 600$ MW
- $F_{\text{alok_imp}} = 502$ MW (tj. 84% maksymalnych zdolności przesyłowych)

gdzie: F_{max} – maksymalne zdolności przesyłowe

F_{alok_imp} – średnie zdolności alokowane w kierunku importowym (większe z: średnia za 2018 r. i średnia za lata 2016-2018)

Wynik obliczeń dla określenia punktów początkowych trajektorii dla połączenia Polska – Szwecja w kierunku importowym wynosi 84% maksymalnych zdolności przesyłowych. Zatem minimalne zdolności na granicy Polska – Szwecja w kierunku importowym przyjmuje się na poziomie 70% maksymalnych zdolności przesyłowych.

Dla kierunku eksportowego wyznaczony punkt początkowy trajektorii nie spełnia wymagania dla minimalnego poziomu zdolności przewidzianego w art. 16 ust. 8. Zatem w kierunku eksportowym przyjęto trajektorię liniową.

Parametry do obliczeń dla granicy Polska – Szwecja:

- $F_{max}=600$ MW
- $F_{alok_exp}=239$ MW (tj. 40% maksymalnych zdolności przesyłowych)

gdzie: F_{max} – maksymalne zdolności przesyłowe

F_{alok_exp} – średnie zdolności alokowane w kierunku eksportowym (większe z: średnia za 2018 r. i średnia za lata 2016-2018)

Wyniki określenia punktu początkowego trajektorii liniowej dla połączenia Polska – Szwecja w kierunku eksportowym wraz z przebiegiem trajektorii liniowej przedstawiono w Tabeli 1.

Tabela 1. Zestawienie punktów początkowych trajektorii i ich przebiegów dla połączenia Polska – Szwecja

Lp.	Krytyczny element sieci skojarzony ze zdarzeniem losowym (element CNEC)		% zdolności przesyłowej na elemencie CNEC w kierunku eksportu z PL						
	Krytyczny element sieci (CNE)	Zdarzenie losowe (Contingency)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	od 01.2026
1	PL - SE4	-	40	45	50	55	60	65	70

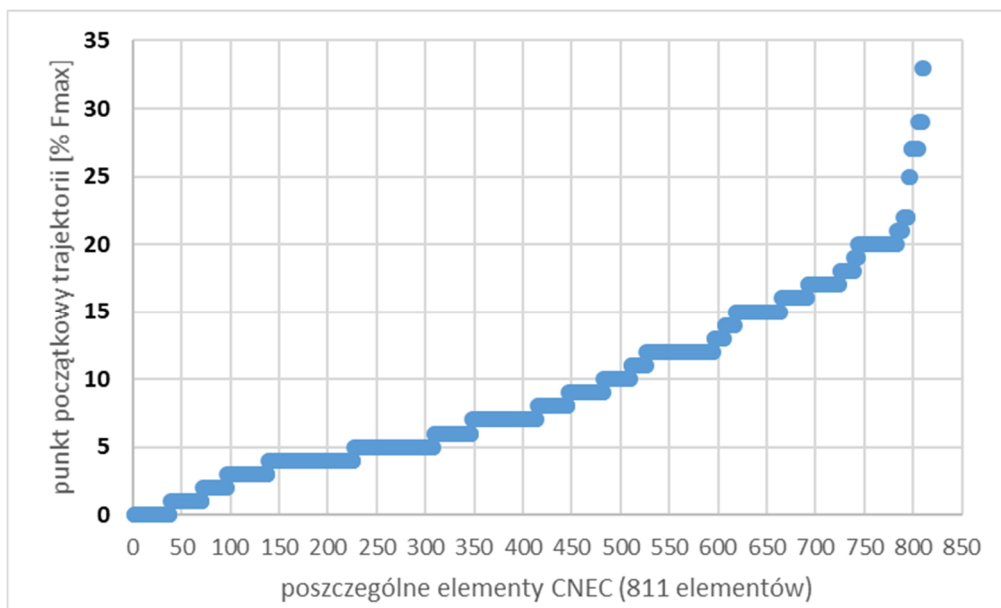
Źródło: PSE S.A.

2.2. Przekrój synchroniczny

Przekrój synchroniczny obejmuje trzy granice: Polska - Niemcy, Polska - Czechy oraz Polska - Słowacja. Zgodnie z Rekomendacją ACER dla połączeń synchronicznych punkty początkowe trajektorii liniowych zostały wyznaczone dla poszczególnych elementów sieci z określonej przez OSP listy elementów CNE i CNEC, która obecnie obejmuje 811 elementów dla połączeń synchronicznych. Metodyka wyznaczenia punktów początkowych trajektorii dla elementów CNEC została przedstawiona w Załączniku 1, natomiast pełne zestawienie wyników obliczeń punktów początkowych trajektorii wraz z ich przebiegami przedstawiono w Załączniku 2 do niniejszego dokumentu.

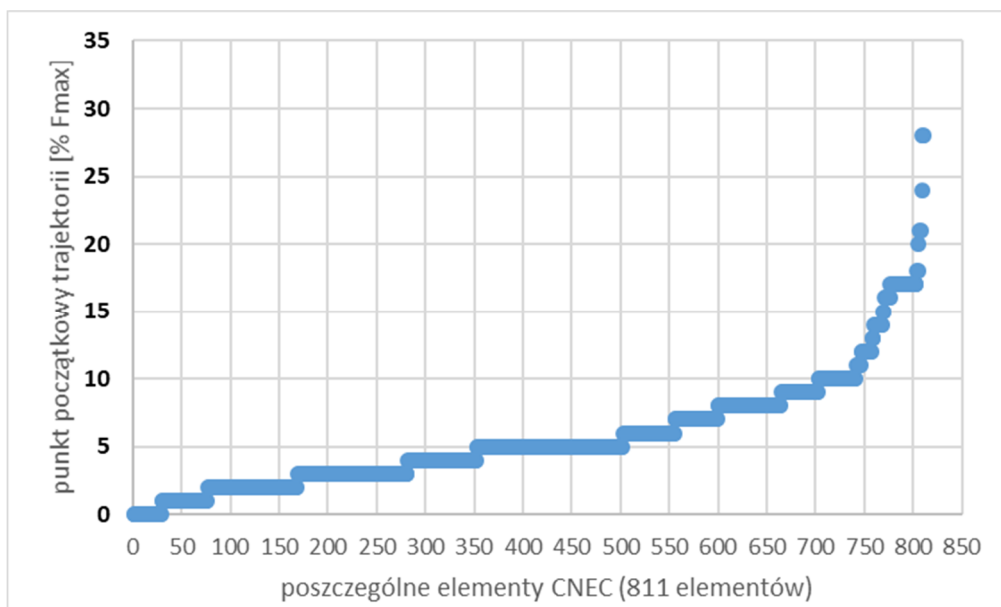
Na Rysunkach 1 i 2 przedstawiono uporządkowane wykresy punktów początkowych trajektorii liniowych dla wszystkich elementów CNEC obejmujących połączenia synchroniczne, osobno w kierunku importowym i eksportowym.

Rysunek 1. Zestawienie punktów początkowych trajektorii poszczególnych elementów CNEC w kierunku importowym – wykres uporządkowany



Źródło: PSE S.A.

Rysunek 2. Zestawienie punktów początkowych trajektorii poszczególnych elementów CNEC w kierunku eksportowym – wykres uporządkowany



Źródło: PSE S.A.

3. Harmonogram przyjmowania środków mających na celu zmniejszenie stwierdzonych strukturalnych ograniczeń przesyłowych

Zgodnie z art. 15 Rozporządzenia 2019/943 Plan działania obejmuje harmonogram przyjmowania środków mających na celu zmniejszenie stwierdzonych strukturalnych ograniczeń przesyłowych w terminie czterech lat od podjęcia decyzji zgodnie z art. 14 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943, tj. decyzji o przyjęciu Planu działania, która dla właściwej realizacji celu CEP 70% powinna być podjęta do końca 2019 r. Zatem ww. harmonogram obejmuje okres 1.01.2020-31.12.2023. Podstawowym środkiem przyjętym w ramach Planu działania jest realizacja inwestycji sieciowych. Środkiem uzupełniającym jest stosowanie działań zaradczych, takich jak redispatching.

3.1. Inwestycje sieciowe służące poprawie warunków wymiany energii elektrycznej na połączeniach asynchronicznych

W celu zwiększenia możliwości eksportu energii elektrycznej do Szwecji zgodnie z określoną trajektorią liniową przyjmuje się harmonogram realizacji inwestycji sieciowych zgodnie z Tabelą 2.

Tabela 2. Zestawienie inwestycji służących zmniejszeniu strukturalnych ograniczeń przesyłowych

Lp.	Inwestycje służące zmniejszeniu ograniczeń strukturalnych	Planowany rok realizacji inwestycji
1.	Budowa linii 400 kV Żydowo Kierzkowo-Słupsk,	2019/2020
2.	Budowa stacji 400/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z instalacją transformatora 220/110 kV	2019/2020
3.	Budowa linii 400 kV Gdańsk Przyjaźń-Żydowo Kierzkowo	2020
4.	Budowa stacji 400/110 kV Gdańsk Przyjaźń wraz z wprowadzeniem jednego toru linii 400 kV Gdańsk Błonia-Żarnowiec	2020

Źródło: PSE S.A. na podstawie aktualnego „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027”⁴

3.2. Inwestycje sieciowe służące poprawie warunków wymiany energii elektrycznej na połączeniach synchronicznych

W celu zwiększenia możliwości wymiany energii elektrycznej na połączeniach synchronicznych zgodnie z określonymi trajektoriami liniowymi przyjmuje się harmonogram realizacji inwestycji sieciowych zgodnie z Tabelą 3.

Tabela 3. Zestawienie inwestycji służących zmniejszeniu strukturalnych ograniczeń przesyłowych

Lp.	Inwestycje służące zmniejszeniu ograniczeń strukturalnych	Planowany rok realizacji inwestycji
1.	Modernizacja linii 220 kV Joachimów-Łagisza/Wrzosowa	2020

⁴ <https://www.pse.pl/dokumenty>, w zakładce Plany rozwoju

2.	Budowa 2-torowej linii 400 kV Mikułowa-Czarna-Pasikowice	2021
3.	Budowa 2-torowej linii 400 kV Kromolice-Pątnów	2021
4.	Budowa 2-torowej linii 400 kV Plewiska-Piła Krzewina	2021
5.	Budowa 2-torowej linii 400 kV Krajnik-Baczyna-Plewiska	2022
6.	Modernizacja linii 400 kV Morzyczyn-Dunowo	2022
7.	Budowa 2-torowej linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów	2023
8.	Dostosowanie odcinka linii Miłosna-Stanisławów do zwiększonych przesyłów mocy	2023

Źródło: PSE S.A. na podstawie aktualnego „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027⁵”

4. Lista załączników

Załącznik 1 - Metodyka wyznaczenia trajektorii liniowych

Załącznik 2 - Zestawienie trajektorii liniowych

⁵ <https://www.pse.pl/dokumenty>, w zakładce Plany rozwoju