

# Plan działania

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

Przyjęty do realizacji 17 grudnia 2019 roku

## 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 CNE/CNEC w czasie .....	6
2. Punkty początkowe trajektorii liniowych – wyniki obliczeń .....	7
2.1. Przekrój asynchroniczny .....	7
2.2. Przekrój synchroniczny .....	9
3. Harmonogram przyjmowania środków mających na celu zmniejszenie stwierdzonych strukturalnych ograniczeń przesyłowych .....	11
3.1. Inwestycje sieciowe służące poprawie warunków wymiany energii elektrycznej na połączeniach asynchronicznych .....	11
3.2. Inwestycje sieciowe służące poprawie warunków wymiany energii elektrycznej na połączeniach synchronicznych .....	12
4. Lista załączników .....	12

## 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 Aktywów Państwowych (MAP, wcześniej Ministerstwo Energii) we współpracy z Urzędem Regulacji Energetyki (Regulator, URE) przygotowało projekt Planu działania, który jest efektem współpracy MAP, URE oraz polskiego Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) – Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE S.A.). 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 co najmniej minimalnych wartości udostępnianych zdolności przesyłowych wyrażonych w trajektorii liniowej.

Plan działania został przygotowany dla profilu synchronicznego (granice: Polska - Niemcy, Polska - Czechy, Polska - Słowacja) oraz granic asynchronicznych: Szwecja-Polska i Litwa-Polska.

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 skutkującym ich niedostępnością (ang. *critical network element associated with a contingency used in capacity calculation*, dalej CNEC), których zbiór zawiera 813 elementów - łącznie CNE i CNEC (dalej również „CNE/CNEC”). Na potrzeby dokumentu Plan działania, określono również typy elementów CNE i CNEC (pkt 1). W dalszej części opisano w jaki sposób zostały wyznaczone wartości poszczególnych punktów trajektorii liniowych dla każdego z 813 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 został przedłożony do konsultacji publicznych, które trwały od 14 listopada 2019 r. do 29 listopada 2019 r. Plan działania został przyjęty 17 grudnia 2019 r. i podlega przekazaniu do Komisji Europejskiej oraz ACER (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*).

Plan działania posiada status *projektu strategicznego PEP* w przedstawionym do konsultacji publicznych projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. w ramach Kierunku 4. Rozwój rynków energii, Części A) Rozwój rynku energii elektrycznej.

## 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 pary krytyczny element – krytyczne wyłączenie (CNEC), 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.

7 sierpnia 2019 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził Sprawozdanie PSE S.A. dotyczące strukturalnych ograniczeń przesyłowych w polskim obszarze rynkowym<sup>1</sup> (dalej Sprawozdanie PSE S.A.), a następnie 12 sierpnia 2019 r. sprawozdanie PSE S.A. zostało przekazane MAP (wtedy ME), dając podstawę do podejmowania ww. decyzji. W konsekwencji, MAP we współpracy z Regulatorem oraz przy współpracy z OSP, przygotowało projekt Planu działania.

Niniejszy dokument stanowi Plan działania opracowany 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.

---

<sup>1</sup> 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:

- **średnia w roku kalendarzowym poprzedzającym przyjęcie planu działania**

albo

- **średnia z trzech lat kalendarzowych 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.

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). Ze względu na planowane wdrożenie podejścia FBA w regionie CORE (do którego należy m.in. polski obszar rynkowy) przyjęto sposób wyznaczenia punktów początkowych, który jest właściwy dla podejścia NTC oraz który będzie mógł zostać zastosowany do przyszłego podejścia FBA w Polsce. Ponadto zgodnie z wytycznymi dot. monitorowania celu CEP 70% zawartymi w Rekomendacji ACER<sup>2</sup> (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) z dnia 8 sierpnia 2019 r., dotyczącymi 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 będzie monitorowana na poziomie CNEC<sup>3</sup> - podobnie jak sam cel CEP 70% dla podejścia FBA. Mając na uwadze zapisy Rekomendacji ACER oraz planowane wdrożenie podejścia FBA, w niniejszym Planie działania **trajektorie liniowe i ich punkty początkowe zostały wyznaczone dla każdego elementu CNE i CNEC**, zgodnie z określoną listą elementów CNE i CNEC dla połączeń synchronicznych polskiego obszaru rynkowego, oraz na podstawie historycznych wyników rynku energii reprezentowanych przez godzinowe salda obszarów rynkowych synchronicznie pracującego obszaru Europy, za lata 2016-2018. Dla połączenia Szwecja-Polska i Litwa-Polska punkty początkowe trajektorii liniowej zostały wyznaczone na podstawie historycznych zdolności alokowanych na tych połączeniach w latach 2016-2018.

---

<sup>2</sup> 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](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2019.pdf)

<sup>3</sup> 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.

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

## **1.1. Reguły uwzględnienia zmienności charakteru elementów CNE/CNEC w czasie**

Lista elementów CNE i 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 CNE i CNEC będzie rozszerzana o kolejne elementy CNE i CNEC. Ponadto należy zauważyć, że większość elementów CNE i 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 CNE i CNEC, które pojawiły się w trakcie trwania okresu 2016-2018, i w konsekwencji tego są uwzględnione tylko w części modeli sieciowych wykorzystanych do wyznaczenia punktów początkowych trajektorii.

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

### **a) Niezmienny element CNE/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 CNE i 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 CNE/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 CNE/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 CNE/CNEC był uwzględniony w modelu sieciowym. Przykładowo, jeżeli nowy element CNE/CNEC po raz pierwszy został uwzględniony w modelu sieciowym obowiązującym od listopada 2018 r., to za punkt początkowy dla tego elementu CNE/CNEC została przyjęta średnia z alokowanych zdolności za okres listopad-grudzień 2018 r.

### **c) Nowy element CNE/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 przesyłowych tego elementu.

Należy zaznaczyć, że 0% jest wartością minimalną i OSP będzie oferować na tym elemencie CNE/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 CNE/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 CNE/CNEC w momencie opracowania Planu działania, mogą one zostać dodane do listy elementów CNE/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 CNE/CNEC w momencie podjęcia decyzji o przyjęciu Planu działania zostanie przyjęte, że punkt początkowy trajektorii liniowej dla tego elementu jest wyznaczany jak dla niezmiennego elementu CNE/CNEC (jeśli taki element był oddany do użytku przed 2016 r., zob. pkt a) albo jak dla elementu CNE/CNEC oddanego 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 zgodnego z definicją elementu CNE, tj. dla kierunku przepływu mocy z węzła A do węzła B przy definicji elementu CNE A-B (dalej „kierunek zgodny”), oraz dla kierunku przeciwnego do definicji elementu CNE, tj. dla kierunku przepływu mocy z węzła B do węzła A przy definicji elementu CNE A-B<sup>4</sup> (dalej „kierunek przeciwny”), 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 połączenia na dwóch granicach: Szwecja-Polska i Litwa-Polska.

---

<sup>4</sup> Przykładowo dla elementu CNE Hagenwerder – Mikulowa kierunek przepływu mocy ze stacji Hagenwerder do stacji Mikulowa jest kierunkiem zgodnym z definicją elementu CNE, a kierunek przepływu mocy ze stacji Mikulowa do stacji Hagenwerder jest kierunkiem przeciwnym do definicji elementu CNE.

### **Kierunek zgodny**

Parametry do obliczeń dla połączenia Szwecja-Polska:

- $F_{\max} = 600$  MW
- $F_{\text{alok\_zgod}} = 502$  MW

Parametry do obliczeń dla połączenia Litwa-Polska:

- $F_{\max} = 500$  MW
- $F_{\text{alok\_zgod}} = 349$  MW

gdzie:  $F_{\max}$  – maksymalne zdolności przesyłowe

$F_{\text{alok\_zgod}}$  – średnie zdolności alokowane w kierunku zgodnym, wyznaczone na podstawie art. 15 ust. 2 Rozporządzenia 2019/943

Średnie alokowane zdolności, wyznaczone w sposób stosowany do określenia punktów początkowych trajektorii, dla połączeń Szwecja-Polska i Litwa-Polska w kierunku zgodnym wynoszą odpowiednio: 84% i 70% maksymalnych zdolności przesyłowych tych połączeń. Zatem punkty początkowe trajektorii na połączeniach Szwecja-Polska i Litwa-Polska w kierunku zgodnym przyjmuje się w wysokości minimalnych zdolności przesyłowych określonych w art. 16 ust. 8 Rozporządzenia 2019/943 (70% maksymalnych zdolności przesyłowych tych połączeń).

### **Kierunek przeciwny**

Parametry do obliczeń dla połączenia Szwecja-Polska:

- $F_{\max} = 600$  MW
- $F_{\text{alok\_przeciw}} = 239$  MW

Parametry do obliczeń dla połączenia Litwa-Polska:

- $F_{\max} = 500$  MW
- $F_{\text{alok\_przeciw}} = 267$  MW

gdzie:  $F_{\max}$  – maksymalne zdolności przesyłowe

$F_{\text{alok\_przeciw}}$  – średnie zdolności alokowane w kierunku przeciwnym, wyznaczone na podstawie art. 15 ust. 2 Rozporządzenia 2019/943

Średnie alokowane zdolności, wyznaczone w sposób stosowany do określenia punktów początkowych trajektorii, dla połączeń Szwecja-Polska i Litwa-Polska w kierunku przeciwnym wynoszą odpowiednio: 40% i 53% maksymalnych zdolności przesyłowych tych połączeń. Zatem punkt początkowy trajektorii na połączeniu Szwecja-Polska w kierunku przeciwnym przyjmuje się w wysokości 40% maksymalnych zdolności przesyłowych tego połączenia. Ze względu na zobowiązania międzynarodowe, na połączeniu Litwa-Polska w kierunku przeciwnym punkt początkowy trajektorii zostaje podniesiony do minimalnych zdolności przesyłowych określonych w art. 16 ust. 8 Rozporządzenia 2019/943, tj. 70% maksymalnych zdolności przesyłowych tego połączenia.

Wyniki określenia punktu początkowego trajektorii liniowej dla połączeń Szwecja-Polska i Litwa-Polska w obu kierunkach wraz z przebiegiem trajektorii liniowych przedstawiono w Tabelach 1 i 2.



**Tabela 1.** Zestawienie punktów początkowych trajektorii i ich przebiegów w kierunku zgodnym

Lp.	Krytyczny element sieci skojarzony ze zdarzeniem losowym (element CNEC)		% zdolności przesyłowej elementu CNE w kierunku zgodnym						
	Krytyczny element sieci (CNE)	Zdarzenie losowe (Contingency)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	od 01.2026
1	SE4 – PL <sup>5</sup>	-	70	70	70	70	70	70	70
2	LT – PL <sup>5</sup>	-	70	70	70	70	70	70	70

*Źródło: PSE S.A.*

**Tabela 2.** Zestawienie punktów początkowych trajektorii i ich przebiegów w kierunku przeciwnym

Lp.	Krytyczny element sieci skojarzony ze zdarzeniem losowym (element CNEC)		% zdolności przesyłowej elementu CNE w kierunku przeciwnym						
	Krytyczny element sieci (CNE)	Zdarzenie losowe (Contingency)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	od 01.2026
1	SE4 – PL <sup>5</sup>	-	40	45	50	55	60	65	70
2	LT – PL <sup>5</sup>	-	70	70	70	70	70	70	70

*Źródło: PSE S.A.*

## 2.2. Przekrój synchroniczny

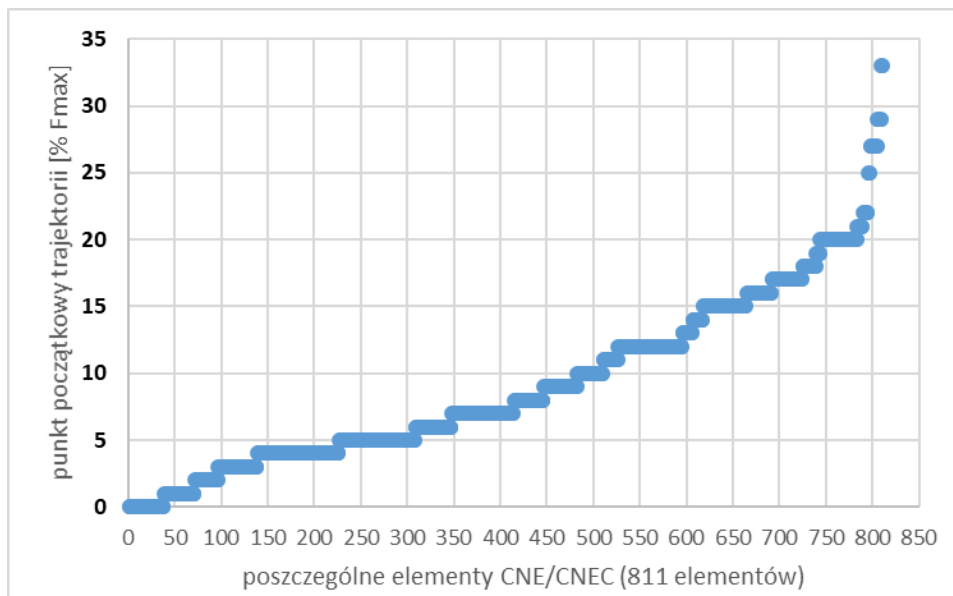
Przekrój synchroniczny obejmuje trzy granice: Polska - Niemcy, Polska - Czechy oraz Polska - Słowacja. Zgodnie z Rekomendacją ACER dla połączeń synchronicznych punkty początkowe trajektorii liniowych zostały wyznaczone dla poszczególnych elementów sieci z określonej przez OSP listy elementów CNE i CNEC, która obecnie obejmuje 811 elementów dla połączeń synchronicznych. Metodyka wyznaczenia punktów początkowych trajektorii dla elementów CNE/CNEC została przedstawiona w Załączniku 1, natomiast 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 CNE i CNEC obejmujących połączenia synchroniczne. W celu intuicyjnego zobrazowania wyników obliczeń, punkty początkowe trajektorii przedstawiono na rysunkach w podziale na kierunek importowy i eksportowy, dokonując ich przyporządkowania do danego kierunku na podstawie dominujących przepływów mocy na poszczególnych elementach CNE/CNEC w minionym okresie. Należy jednak podkreślić, że proces wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych będzie od 1.01.2020 r. oparty na minimalnych zdolnościach przesyłowych określonych przez trajektorie dla kierunku zgodnego i przeciwnego do definicji elementów CNE, zgodnie z wielkościami zawartymi w Załączniku 2 do

<sup>5</sup> Połączenie Szwecja-Polska zostało zaimplementowane między szwedzkim obszarem rynkowym SE4 a polskim obszarem optymalizacji. Połączenie Litwa-Polska zostało zaimplementowane między litewskim obszarem rynkowym a polskim obszarem optymalizacji. Polski obszar optymalizacji jest to techniczne narzędzie umożliwiające obsługę ograniczeń alokacji (zob. definicję ograniczeń alokacji – art. 2(6) Rozporządzenia 1222/2015). Zdolności przesyłowe tych połączeń odzwierciedlają ograniczenia sieciowe, do których będą miały zastosowanie trajektorie liniowe. Zdolności na połączeniu między polskim obszarem optymalizacji a polskim obszarem rynkowym wraz ze zdolnościami na połączeniach synchronicznych podlegają ograniczeniom alokacji zgodnie z art. 23. Rozporządzenia 1222/2015, co również będzie przedmiotem monitoringu Prezesa URE w ramach badania wypełnienia obowiązku udostępniania uczestnikom rynku minimalnych zdolności określonych w trajektorii liniowej.

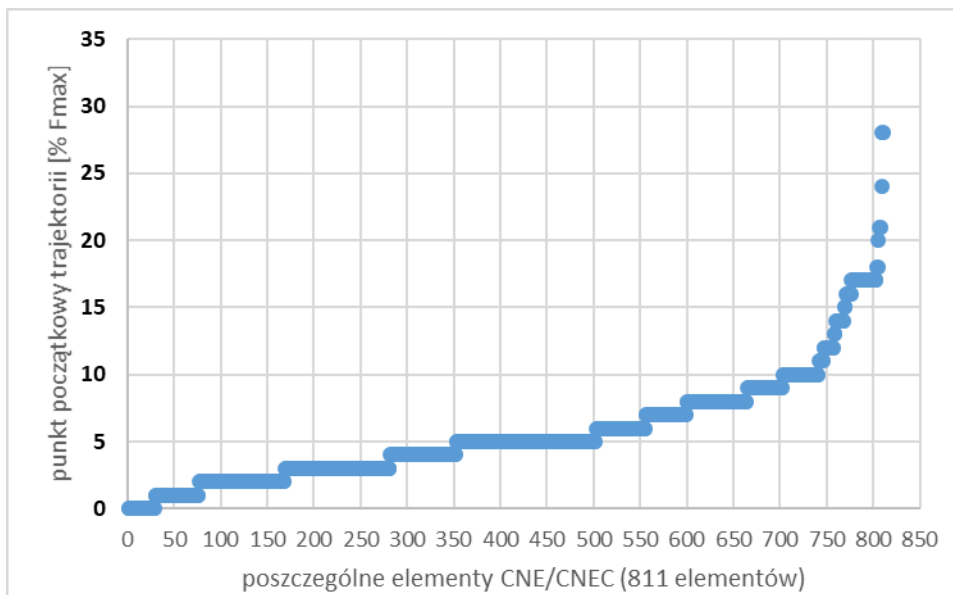
niniejszego dokumentu. Pozwoli to na poprawne dotrzymanie trajektorii bez względu na topologię sieci i wynikające z niej kierunki przepływów mocy.

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



Źródło: PSE S.A.

**Rysunek 2.** Zestawienie punktów początkowych trajektorii poszczególnych elementów CNE i 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. Zatem przedmiotowy 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 3.

**Tabela 3.** Zestawienie inwestycji służących zmniejszeniu strukturalnych ograniczeń przesyłowych na połączeniu Szwecja - Polska

Lp.	Inwestycje służące zmniejszeniu ograniczeń strukturalnych	Planowany rok realizacji inwestycji <sup>6</sup>
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”

W celu osiągnięcia wymiany energii elektrycznej na połączeniu Litwa-Polska, zgodnie z określonymi trajektoriami liniowymi, przyjmuje się harmonogram realizacji inwestycji sieciowych zgodnie z Tabelą 4.

---

<sup>6</sup> Wskazany rok realizacji inwestycji jest planowanym terminem zakończenia realizacji projektu pod względem rzeczowym.

<sup>7</sup> Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027, <https://www.pse.pl/dokumenty>, w zakładce Planu rozwoju.

**Tabela 4.** Zestawienie inwestycji służących zmniejszeniu strukturalnych ograniczeń przesyłowych na połączeniu Litwa - Polska

Lp.	Inwestycje służące zmniejszeniu ograniczeń strukturalnych	Planowany rok realizacji inwestycji <sup>8</sup>
1.	Budowa 2-torowej linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów	2023

Źródło: PSE S.A. na podstawie aktualnego „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027”<sup>9</sup>

### 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 5.

**Tabela 5.** Zestawienie inwestycji służących zmniejszeniu strukturalnych ograniczeń przesyłowych na połączeniach synchronicznych

Lp.	Inwestycje służące zmniejszeniu ograniczeń strukturalnych	Planowany rok realizacji inwestycji <sup>10</sup>
1.	Budowa 2-torowej linii 400 kV Mikułowa-Czarna-Pasikowice	2021
2.	Budowa 2-torowej linii 400 kV Kromolice-Pątnów	2021
3.	Budowa 2-torowej linii 400 kV Plewiska-Piła Krzewina	2021
4.	Budowa 2-torowej linii 400 kV Krajnik-Baczyna-Plewiska	2022

Źródło: PSE S.A. na podstawie aktualnego „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027”<sup>11</sup>

## 4. Lista załączników

Załącznik 1 - Metodyka wyznaczenia trajektorii liniowych

Załącznik 2 - Zestawienie trajektorii liniowych

---

<sup>8</sup> Wskazany rok realizacji inwestycji jest planowanym terminem zakończenia realizacji projektu pod względem rzeczowym.

<sup>9</sup> Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027, <https://www.pse.pl/dokumenty>, w zakładce Plany rozwoju.

<sup>10</sup> Wskazany rok realizacji inwestycji jest planowanym terminem zakończenia realizacji projektu pod względem rzeczowym.

<sup>11</sup> Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027, <https://www.pse.pl/dokumenty>, w zakładce Plany rozwoju.