





Streszczenie rozprawy doktorskiej

SCHEDULING OF ELECTRICAL POWER SYSTEM OPERATION WITH THE USE OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES

Tytuł w j. polskim:

Planowanie pracy systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem rozproszonych zasobów generacji, redukcji odbioru oraz magazynowania energii elektrycznej

Mgr inż. Rafał Dzikowski

Cel rozprawy

Celem rozprawy jest zademonstrowanie nowej metody planowania pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach dużej penetracji systemów dystrybucyjnych przez rozproszone zasoby energii elektrycznej, tj. przez instalacje fotowoltaiczne, elektrownie wiatrowe, magazyny energii elektrycznej, aktywnych odbiorców oraz źródła energii elektrycznej zasilanie (bio)paliwami. Metoda ma na celu zmniejszenie negatywnego wpływu zmiennej pracy rozproszonych zasobów energii elektrycznej na warunki pracy konwencjonalnych elektrowni, w tym zmniejszenie liczby ich rozruchów oraz zmniejszenie intensywności zmiany ich mocy wyjściowych. Osiągnięcie tego celu umożliwi zwiększenie niezawodności pracy elektrowni konwencjonalnych, które do ekonomicznie wynalezienia efektywnei technologii wielkoskalowego czasu magazynowania energii elektrycznej będą stanowić podstawę niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców energii elektrycznej.

Projekt współfinansowany ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków GOSPOSTRATEG / umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/19

Główne etapy rozprawy

Prace badawcze, będące podstawą niniejszej rozprawy, zostały zrealizowane w następujących krokach:

- 1. Analiza działania systemu elektroenergetycznego.
- 2. Analiza cech charakterystycznych rozproszonych zasobów energii elektrycznej.
- 3. Przegląd aktów prawnych stymulujących transformację systemów elektroenergetycznych w Unii Europejskiej.
- 4. Przegląd metod poprawy pracy systemu elektroenergetycznego cechującego się dużym udziałem rozproszonych zasobów energii elektrycznej.
- 5. Przegląd proponowanych nowych koncepcji działania przyszłych systemów elektroenergetycznych.
- 6. Opracowanie koncepcji skoordynowanego planowania pracy systemu przesyłowego oraz przyłączonych systemów dystrybucyjnych.
- Opracowanie modelu optymalizacyjnego do planowania pracy rozproszonych zasobów energii elektrycznej, minimalizującego zmienność zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego.
- 8. Opracowanie dodatkowych równań, które należy wprowadzić do modelu optymalizacyjnego typu Unit-Commitment Economic-Dispatch (UCED), powszechnie rozwiązywanego na poziomie systemu przesyłowego dla planowania pracy elektrowni konwencjonalnych, aby dostosować jego funkcjonalność do proponowanej koncepcji skoordynowanego planowania pracy systemu przesyłowego oraz przyłączonych systemów dystrybucyjnych.
- Opracowanie metody weryfikacji opracowanego modelu optymalizacyjnego do planowania pracy rozproszonych zasobów energii elektrycznych, w tym opracowanie scenariuszy symulacyjnych oraz analiza uzyskanych rezultatów symulacyjnych.

10. Sformułowanie wniosków oraz rekomendacji dla dalszych prac.

Prace wskazane w pkt. 6, 7 i 8 są zdaniem doktoranta unikalnymi osiągnięciami w obszarze metod sterowania obiektami w systemach elektroenergetycznych. W szczególności w ramach prac wskazanych w pkt. 7 został opracowany

kompleksowy model optymalizacyjny oparty o kwadratową funkcję celu oraz o szczegółowe modele pracy rozproszonych zasobów energii elektrycznej. Model ten umożliwił osiągnięcie zakładanego celu badań.

Zidentyfikowany problem badawczy

W dotychczasowych systemach elektroenergetycznych jedynymi źródłami energii elektrycznej były elektrownie konwencjonalne, tj. elektrownie węglowe, gazowe, atomowe oraz elektrownie wodne, w tym elektrownie szczytowo-pompowe. Elektrownie te ze względu na duże moce wyjściowe są przyłączane do systemów przesyłowych, zatem dotychczasowy przepływ energii elektrycznej był jednokierunkowy – od elektrowni, poprzez sieć przesyłową, następnie sieć dystrybucyjną, aż do odbiorcy końcowego.

Obecnie w systemach dystrybucyjnych coraz liczniej pojawią się tzw. rozproszone zasoby energii elektrycznej, czyli instalacje fotowoltaiczne, elektrownie wiatrowe, magazyny energii elektrycznej, źródła energii elektrycznej, zasilanie (bio)paliwami oraz aktywni odbiorcy mający możliwość oraz chęć modyfikowania swoich profili przebiegu zapotrzebowania na moc elektryczną w odpowiedzi na odpowiednie sygnały ekonomicznie.

Ze względu na relatywnie niskie moce znamionowe rozproszonych zasobów energii elektrycznej, ich praca w systemach elektroenergetycznych nie była dotychczas koordynowana. Oznacza to, że instalacje fotowoltaiczne oraz elektrownie wiatrowe pracują z maksymalną dostępną mocą, warunkowaną zmiennością lokalnych warunków pogodowych (wietrzność, zachmurzenie nieba), a pozostałe zasoby, tj. magazyny energii elektrycznej oraz źródła energii elektrycznej zasilanie (bio)paliwami, pracują w sposób maksymalizujący ich indywidualne zyski ekonomiczne. Takie podejście nazywane jest podejściem *"produce-and-forget"* (pl. wyprodukuj i zapomnij).

Przy dużym udziale rozproszonych zasobów energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, pracujących zgodnie z przytoczonym powyżej podejściem, istotnym problemem staje się ich wpływ na zmienność dobowego profilu przebiegu obciążenia do pokrycia przez elektrownie konwencjonalne, tzw. profilu obciążenia resztkowego.

W 2013 r. kalifornijski operator systemu elektroenergetycznego (CAISO) opublikował raport [1], w którym prezentuje uśredniony dobowy profil obciążenia resztkowego wraz z prognozami ukazującymi, jak z każdym kolejnym rokiem profil ten może wyglądać, zakładając rosnący udział instalacji fotowoltaicznych. Rys. 1 przedstawia profile obciążenia resztkowego opublikowane przez CAISO.



Rys. 1. Profile obciążenia resztkowego do pokrycia przez elektrownie konwencjonalne w kalifornijskim systemie elektroenergetycznym [1].

Niemiecki system elektroenergetyczny, w którym 51% mocy zainstalowanej na koniec 2018 r. stanowiły instalacje fotowoltaiczne oraz elektrownie wiatrowe, również doświadcza dużej zmienności profilu obciążenia resztkowego [2], co jest przedstawione na Rys. 2.





Jak widać na obu rysunkach, obecność rozproszonych zasobów energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, zwłaszcza odnawialnych źródeł energii, których praca jest obecnie niekoordynowana, powoduje, że profil obciążenia resztkowego cechuje się:

- dużymi różnicami między wartościami maksymalnymi i minimalnymi;
- częstymi i istotnymi zmianami w czasie; oraz
- mniejszą powtarzalnością dobową.

W większości przypadków istniejące konwencjonalne elektrownie zostały wybudowane wiele lat temu i nie są przygotowane do pracy w tak zmiennych warunkach. Ich mała elastyczność powoduje, że aby pokryć tak zmienny profil obciążenia resztkowego, wiele z nich musi być poddawanych częstym rozruchom oraz odstawieniom, jak również wymuszane wartości zmiany ich mocy wyjściowych w czasie są na granicy dopuszczalnych technicznie zmian [4]. Długotrwała praca w tak zmiennych warunkach pracy, objawiająca się intensyfikacją naprężeń mechanicznych w układzie parowym elektrowni, powoduje przyspieszone zmęczenie oraz deformację elementów stalowych kotła i turbiny (ang. creep-fatigue interaction) [5]. To z kolei prowadzi do rozwijania się pęknięć w tych układach i w efekcie do częstszych awarii elektrowni konwencjonalnych.

Do czasu opracowania efektywnej ekonomicznie technologii wielkoskalowego magazynowania energii elektrycznej, elektrownie konwencjonalne będą stanowiły podstawę niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w kontekście potrzeby pokrywania obciążenia resztkowego.

Dodatkowo, mając na uwadze cel unijny dotyczący osiągnięcia przynajmniej 32% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii do 2030 r. [6] oraz coraz liczniejsze dyskusje o celach do osiągniecia w kolejnych latach, istotnym staje się zapewnienie odpowiedniej integracji energetyki rozproszonej z energetyką konwencjonalną, w tym rozwiązanie problemu dużej zmienności pracy elektrowni konwencjonalnych, wynikającej z niekoordynowanej pracy rozproszonych zasobów energii elektrycznej.

Podejmowany problem badawczy można podsumować poprzez ilustrację, w jaki sposób system elektroenergetyczny działał w przeszłości, jak obecnie działa oraz jak może pracować w przyszłości.

W przeszłości system dystrybucyjny mógł być reprezentowany jako niesterowalne zapotrzebowanie na moc elektryczną w punkcie połączenia systemu dystrybucyjnego z systemem przesyłowym. Dobowy przebieg zapotrzebowania na moc elektryczną w takim punkcie cechował się relatywnie łagodną zmiennością w czasie, co pozwalało na stabilną pracę elektrowni konwencjonalnych zlokalizowanych w systemie przesyłowym – Rys. 3 (część A).



Rys. 3. System elektroenergetyczny w przeszłości, obecnie oraz w przyszłości.

Obecnie w systemach dystrybucyjnych pojawia się coraz więcej odnawialnych źródeł energii elektrycznej, aktywnych odbiorców oraz magazynów energii elektrycznej. Ze względu na brak koordynacji ich pracy, zapotrzebowanie systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego jest bardzo zmienne w czasie, co odzwierciedla się w równie dużej zmienności pracy elektrowni konwencjonalnych. Duża zmienność mocy wyjściowych elektrowni konwencjonalnych oraz częste ich uruchomienia i odstawienia powodują zmniejszenie bezpieczeństwa i niezawodności pracy całego systemu elektroenergetycznego – Rys. 3 (część B).

Istnieje zatem potrzeba opracowania metody koordynacji pracy rozproszonych zasobów energii elektrycznej zlokalizowanych w systemach dystrybucyjnych w taki sposób, aby poprzez wygładzanie przebiegu zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego zmniejszyć zmienność pracy elektrowni konwencjonalnych – Rys. 3 (część C).

Przegląd literatury w kontekście wyżej wskazanego problemu badawczego wskazuje, że brak jest kompleksowej metody planowania w sposób skoordynowany pracy rozproszonych zasobów energii elektrycznej zlokalizowanych W systemie dystrybucyjnym. Zdaniem autora rozprawy jest to istotna luka, ponieważ odpowiednia metoda planowania pracy systemu elektroenergetycznego, w tym pracy systemu skutecznie wspierać dystrybucyjnego, może zarządzanie praca systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym, dając zarazem najlepsze rezultaty w osiągnięciu wspólnego celu.

Proponowana metoda

Rozprawa demonstruje koncepcję, w której Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) w ramach planowania pracy swojego systemu dystrybucyjnego wyznacza kilka różnych dobowych profili przebiegu zapotrzebowania na moc elektryczną z systemu przesyłowego. Jeden profil (tzw. profil niezmodyfikowany) wynika z prognozowanego zapotrzebowania odbiorców końcowych na energię elektryczną oraz punktów pracy rozproszonych zasobów energii elektrycznej, wynikających z kontraktów rynkowych zawartych wcześniej przez ich właścicieli (tzw. *self-dispatch*), uwzględniając jedynie modyfikacje w ich pracy koniecznie ze względu na ograniczenia sieciowe systemu dystrybucyjnego. Pozostałe profile (tzw. profile zmodyfikowane) są tworzone w wyniku wykorzystania modelu optymalizacyjnego, opracowanego w ramach

przeprowadzonych badań, który wygładza dobowy przebieg zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego. Wszystkie te profile stanowią łącznie ofertę, która jest składana przez OSD do Operatora Systemu Przesyłowego (OSP).

Następnie OSP rozwiązuje zmodyfikowany/rozszerzony model optymalizacyjny UCED, który oprócz standardowego wyznaczenia punktów pracy dla elektrowni konwencjonalnych wskazuje również, który dobowy profil ma być realizowany na każdym połączeniu systemu przesyłowego z systemem dystrybucyjnym. Schemat poglądowy opisywanej koncepcji jest przedstawiony poniżej na Rys. 4.



Rys. 4. Proponowana koncepcja planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

Najistotniejszym oraz najbardziej skomplikowanym elementem proponowanej koncepcji, który jednocześnie warunkuje poprawność rozwiązania postawionego problemu badawczego, jest model optymalizacyjny wygładzający dobowy profil przebiegu zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego poprzez odpowiednie planowanie pracy lokalnych rozproszonych zasobów energii elektrycznej.

Funkcją celu w modelu optymalizacyjnym jest minimalizacja sumy różnic podniesionych do kwadratu, zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc

elektryczną z systemu przesyłowego, oznaczonego jako $P_{t_j}^{NET}$, dla każdych kolejnych dwóch punktów czasowych t_j oraz między pierwszym i ostatnim punktem czasowym rozważanego horyzontu czasowego, co jest wyrażone poniższym wzorem.

$$\min f = \left[\sum_{j=1}^{n^{T}} \left(P_{t_{j}}^{NET} - P_{t_{j-1}}^{NET}\right)^{2}\right] + \left(P_{t_{0}}^{NET} - P_{t_{n^{T}}}^{NET}\right)^{2}$$
(1)

gdzie:

 $t_j \in T$ - zbiór kolejnych punktów czasowych zawierających się w rozważanym horyzoncie czasowym jednej doby. $T = \{t_0, t_1, \dots, t_{n^T}\}$.[-],

 $P_{t_j}^{NET}$ - zapotrzebowanie systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego w punkcie czasowym t_j , wyrażone w kW. Dodatni znak oznacza przepływ mocy z systemu przesyłowego do systemu dystrybucyjnego.

Wartość mocy $P_{t_j}^{NET}$ wynika z bilansu zapotrzebowania i generacji mocy elektrycznej w systemie dystrybucyjnym.

Przyjętym istotnym założeniem jest, że całkowita wartość energii elektrycznej dostarczona do systemu dystrybucyjnego w ramach wygładzonego profilu zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego, uzyskanego z omawianego modelu optymalizacyjnego, nie może być większa niż wartość energii dostarczonej w ramach analogicznego profilu wynikającego z self-dispatch'u lokalnych rozproszonych zasobów energii elektrycznej. Takie założenie zapewnia, że proponowana metoda nie zmniejsza udziału rozproszonych zasobów energii elektrycznej zlokalizowanych w systemach dystrybucyjnych w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym. Założenie to jest wyrażone poniższym wzorem.

$$\sum_{j=1}^{n^{T}} \frac{P_{t_{j}}^{NET} + P_{t_{j-1}}^{NET}}{2} \times \frac{\nabla}{60} \le E^{MAX_TOTAL_NET}$$

$$(2)$$

 ∇

przyjęty stały odstęp czasowy pomiędzy każdymi kolejnymi dwoma punktami czasowymi w rozważanym horyzoncie czasowym, wyrażony w minutach,

E^{MAX_TOTAL_NET} - całkowita energia elektryczna wyrażona w kWh, dostarczona z systemu przesyłowego w ramach dobowego profilu zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego,

wynikającego z *self-dispatch'u* lokalnych rozproszonych zasobów energii elektrycznej.

Dodatkowo przyjęto założenie, że udział rozproszonych zasobów energii elektrycznej w wygładzaniu profilu zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego ma zapewnić możliwość uzyskania dodatkowych przychodów dla właścicieli tych zasobów. Wynagrodzenie dla magazynów energii oraz źródeł zasilanych (bio-)paliwami jest wyznaczane na podstawie funkcji, które są przedziałami piece-wise linear functions). Całkowity koszt wynagrodzenia liniowe (ang. rozproszonych zasobów energii, nazwany również kosztem odchyleń od selfdispatch'u, może być ograniczony w optymalizacji przez wielkość C^{LIMIT}. Co istotne, wielkość C^{LIMIT} jest wykorzystywana do wymuszenia różnorodności wśród wyznaczanych wygładzonych dobowych profili zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego, będących składowymi oferty przekazywanej przez OSD do OSP.

Oprócz wyżej wskazanych dwóch wyróżnionych równań, opracowany model optymalizacyjny zawiera szereg innych równań, które modelują:

- pracę rozproszonych zasobów energii elektrycznej, w tym:
 - możliwość sterowania mocą wyjściową źródeł energii elektrycznej zasilanych (bio)paliwami,
 - o możliwość sterowania pracą magazynów energii elektrycznej,
 - o możliwość redukcji zapotrzebowania aktywnych odbiorców na moc elektryczną,
 - możliwość ograniczania generacji mocy elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych oraz elektrowni wiatrowych,
- zapobieganie nadmiernej zmienności pracy rozproszonych zasobów energii elektrycznej poprzez wprowadzenie ograniczeń na:
 - o zmienność mocy wyjściowej w czasie,
 - o minimalny czas utrzymania danego stanu pracy,
 - o maksymalną liczbę aktywacji danego stanu pracy w horyzoncie czasu,
- alokację węzłową rozproszonych zasobów energii elektrycznej w modelu sieci dystrybucyjnej,

- rozpływy stałoprądowe wraz z ograniczeniami na maksymalne możliwe przepływy gałęziowe,
- ograniczenia na minimalne rezerwy mocy, które mają być możliwe do dostarczenia przez rozproszone zasoby energii elektrycznej w danym punkcie czasowym celem zapewnienia możliwości skompensowania nadwyżki bądź niedoboru generacji w czasie rzeczywistym,
- funkcje wyznaczania kosztów odchyleń rozproszonych zasobów energii elektrycznej od ich pozycji kontraktowych na podstawie ofert składanych przez te zasoby do OSD;
- bilans mocy dla wyznaczenia wartości mocy dostarczanej z systemu przesyłowego do systemu dystrybucyjnego.

Rozszerzenie modelu optymalizacyjnego UCED, zawierające się również w proponowanej koncepcji, polega na:

- wprowadzeniu do modelu optymalizacyjnego ograniczeń umożliwiających wybór dokładnie jednego profilu dla całej doby oraz dla każdego węzła odbiorczego reprezentującego połączenie z systemem dystrybucyjnym;
- dodaniu kosztu dobowych profili, wskazanych do realizacji na połączeniach systemu przesyłowego z systemami dystrybucyjnymi, do minimalizowanej funkcji celu.

Proces weryfikacji modelu optymalizacyjnego

Elementem opracowanej metody, który został poddanym weryfikacji ze względu na jego warunkowanie poprawności rozwiązania postawionego problemu badawczego, jest model optymalizacyjny wygładzający dobowy profil zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego. Proces weryfikacji tego modelu optymalizacyjnego został zrealizowany w dwóch krokach – Rys. 5.



Rys. 5. Proces weryfikacji poprawności działania modelu optymalizacyjnego wygładzającego dobowy profil zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego.

W pierwszym kroku procesu weryfikacyjnego zostało wyznaczone kilka dobowych profili zapotrzebowania testowego modelu systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego. Każdy wygenerowany dobowy profil stanowił osobny scenariusz symulacyjny i został wygenerowany z krokiem czasowym wynoszącym 15 minut. Wśród tych profili jeden stanowił profil referencyjny reprezentujący self-dispatch rozproszonych zasobów energii elektrycznej, a pozostałe profile zostały wygenerowane przy użyciu opracowanego modelu optymalizacyjnego. Dla profilu referencyjnego zostało przyjęte, że zasobniki energii realizują arbitraż cenowy na rynkach energii elektrycznej, aktywni odbiorcy nie aktywują redukcji swojego zapotrzebowania na energię elektryczną, instalacje PV oraz elektrownie wiatrowe pracuja zgodnie z dostępnymi możliwościami generacyjnymi wynikającymi z warunków pogodowych, a źródła zasilane biopaliwami pracują z mocą maksymalną przez całą dobę. Profile wyznaczone poprzez użycie opracowanego modelu optymalizacyjnego różniły się narzuconym maksymalnym możliwym kosztem odchyleń rozproszonych zasobów energii elektrycznej od ich self-dispatch'u (tj. od punktów pracy w profilu referencyjnym).

Model systemu dystrybucyjnego, dla którego zostały przeprowadzone symulacje w ramach pierwszego kroku weryfikacyjnego, jest przedstawiony na Rys. 6.



Rys. 6. Model systemu dystrybucyjnego, zastosowany w pierwszym kroku procesu weryfikacyjnego, bazujący na modelu CIGRE Task Force C6.04.02 [7].

W drugim kroku uzyskane wcześniej profile były kolejno przypisywane do wszystkich węzłów odbiorczych testowego modelu systemu przesyłowego, wraz z odpowiednim ich przeskalowaniem, celem dostosowania do warunków generacyjnych. Analizie poddawane były warunki pracy elektrowni, tj. m.in. liczba koniecznych rozruchów i odstawień, zmienność ich mocy wyjściowej w czasie oraz całkowite koszty pracy systemu elektroenergetycznego. Na potrzeby tych analiz został zbudowany model optymalizacyjny UCED, uwzględniający takie parametry konwencjonalnych elektrowni jak: krzywe rozruchu dla stanu gorącego, ciepłego i zimnego, minimalny czas pracy oraz minimalny czas odstawienia, maksymalne możliwe zmiany mocy wyjściowej w czasie, minimalna i maksymalna możliwa moc wyjściowa, koszty rozruchów oraz koszty generacji. Model dodatkowo zawiera równania modelujące rozpływy mocy DC,

ograniczenia rozpływowe sieci oraz ograniczenia na wymagane minimalne rezerwy mocy.

Model systemu przesyłowego, dla którego zostały przeprowadzone symulacje w ramach drugiego kroku weryfikacyjnego, jest przedstawiony na Rys. 7.



Rys. 7. Model systemu przesyłowego zastosowany w drugim kroku procesu weryfikacyjnego, bazujący na modelu IEEE RTS 24-bus system [8].

Wyniki symulacji

Dobowe profile zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego, uzyskane w przeprowadzonych symulacjach w ramach pierwszego kroku procesu weryfikacyjnego, zostały przedstawione na Rys. 8 na następnej stronie. Kolorem fioletowym oznaczony jest profil referencyjny wynikający z *self-dispatch'u* rozproszonych zasobów energii elektrycznej (scenariusz R1). Kolorem czerwonym oznaczony jest profil wygenerowany przez opracowany model optymalizacyjny bez narzuconego limitu na koszt odchyleń rozproszonych zasobów energii elektrycznej, zatem reprezentujący maksymalne możliwe do uzyskania wygładzenie (scenariusz S1).

Pozostałe profile na Rys. 8, tj. oznaczone kolorem niebieskim i zielonym (scenariusz S4 i S5), reprezentują wybrane dwa profile wygenerowane przez opracowany model optymalizacyjny, uwzględniając różne limity na maksymalny koszt odchyleń rozproszonych zasobów energii elektrycznych od ich *self-dispatch'u*. Scenariusz S4 został wygenerowany z narzuconym limitem kosztowym wynoszącym 25% kosztu osiągniętego w scenariuszu S1, a scenariusz S5 – z narzuconym limitem kosztowym wynoszącym 10% kosztu osiągniętego w scenariuszu S1.

Jak widać na Rys. 8, profile wygenerowane za pomocą proponowanego modelu optymalizacyjnego (tzw. profile zmodyfikowane) cechują się mniejszą zmiennością zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego w porównaniu do profilu referencyjnego. Różnice między maksymalnym mniejsze minimalnym zapotrzebowaniem sa а maksymalna różnica i. w zapotrzebowaniu pomiędzy dwoma sąsiadującymi punktami czasu jest również istotnie mniejsza niż w profilu referencyjnym. Dodatkowo różnice w zapotrzebowaniu między pierwszą a ostatnią chwilą są bardzo małe. Obserwacje te odnajdują swoje odzwierciedlenie w Tab. 1 gdzie zestawiono skwantyfikowane cechy tych profili.



Rys. 8. Porównanie wybranych dobowych profili zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc el. z systemu przesyłowego, uzyskanych w ramach przeprowadzonych symulacji.

Tab. 1. Cechy charakterystyczne wyznaczonych dobowych profili zapotrzebowani	a systemu
dystrybucyjnego na moc el. z systemu przesyłowego.	

	Scenariusz:	R1	S1	S4	S5
$\max_{t_j \in T} (P_{t_j}^{NET}) / \min_{t_j \in T} (P_{t_j}^{NET})$	[-]	4,13	2,00	2,55	2,89
$\max_{t_j \in \{t_1, \dots, t_n T\}} \left(\left P_{t_j}^{NET} - P_{t_{j-1}}^{NET} \right \right)$	[kW/15min]	1 119,34	73,24	103,85	148,82
$ P_{t_n T}^{NET} - P_{t_0}^{NET} $	[kW]	566,29	54,91	51,44	4,71

Wyniki analizy warunków pracy elektrowni konwencjonalnych przeprowadzonej w drugim kroku procesu weryfikacyjnego są przedstawione w Tab. 2. Liczba rozruchów jak i odstawień elektrowni konwencjonalnych zrealizowanych w ciągu 24 godzin została istotnie zredukowana, gdy do węzłów odbiorczych testowego modelu systemu przesyłowego zostały przypisane wygładzone profile przedstawione na Rys. 8. Podczas gdy dla profilu referencyjnego wymaganych było 15 rozruchów elektrowni konwencjonalnych, to w scenariuszu S1 wymagane były tylko 3 rozruchy. Liczba wystąpień maksymalnych zmian mocy wyjściowych, warunkowanych ograniczeniami technicznymi elektrowni, została również zredukowana, podczas gdy liczba wystąpień stałej mocy wyjściowej w ciągu dwóch kolejnych punktów czasowych została zwiększona. Dodatkowo liczba jednostek pracujących wśród nich bez przerwy została zwiększona.

Scenar	iusz:	R1	S1	S4	S5
Liczba rozruchów gorących	[-]	15	3	10	11
Liczba rozruchów ciepłych	[-]	0	0	0	0
Liczba rozruchów zimnych	[-]	0	0	0	0
Liczba odstawień	[-]	15	3	10	11
Liczba wystąpień maksymalnej możliwej zmiany mocy wyjściowej	[-]	46	8	10	25
Liczba wystąpień stałej mocy wyjściowej w ciągu dwóch kolejnych punktów czasowych	[-]	249	313	306	298
Liczba jednostek przywołanych do pracy	[-]	24	18	22	23
Liczba jednostek pracujących bez przerwy	[-]	9	14	12	11

Tab. 2. Analiza warunków pracy elektrowni konwencjonalnych w okresie 24 godzin.

Koszty pracy elektrowni konwencjonalnych w symulowanych scenariuszach są przedstawione w Tab. 3. W scenariuszach symulacyjnych, w których zmodyfikowane profile zostały przypisane do węzłów odbiorczych systemu przesyłowego, koszty generacji oraz koszty rozruchów elektrowni zostały zredukowane.

Tab.	З.	Koszty	pracy	elektrowni	konwend	jonalnych.
------	----	--------	-------	------------	---------	------------

Scenariusz:		R1	S1	S4	S5
Koszt rozruchów elektrowni konwencjonanych	[€]	439 912	83 083	180 376	244 699
Koszt generacji z elektrowni konwencjonalnych	[€]	6 240 838	6 135 538	6 172 619	6 206 792
Całkowity koszt pracy elektrowni konwencjonalnych	[€]	6 680 750	6 218 621	6 352 995	6 451 491

Wnioski i rekomendacje dla dalszych prac

Uzyskane rezultaty symulacyjne oraz ich analiza potwierdziły, że proponowany model optymalizacyjny do planowania pracy rozproszonych zasobów energii elektrycznej spełnia stawiane mu oczekiwania. Uzyskane dobowe profile zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego cechują się znacząco łagodniejszymi zmianami w czasie niż profil referencyjny.

Symulacje przeprowadzone na modelu optymalizacyjnym UCED wykazały mniej wymaganych rozruchów oraz odstawień elektrowni konwencjonalnych, jak również mniejszą wymaganą zmienność ich mocy wyjściowych w przypadku zastosowania wygładzonych profili w węzłach odbiorczych reprezentujących połączenia systemu przesyłowego z systemami dystrybucyjnymi. Co istotne, liczba elektrowni przywoływanych do pracy również się zmniejszyła. Przeprowadzone dodatkowe analizy wykazały mniejszą liczbę w pełni obciążonych gałęzi w sieci przesyłowej. To z kolei świadczy o mniejszej potrzebie zmiany mocy wyjściowych elektrowni konwencjonalnych ze względu na ograniczenia sieciowe (tzw. *redispatching*) – co jest również istotnym atutem proponowanej metody.

Wreszcie, obliczone łączne koszty pracy elektrowni ze zmodyfikowanymi profilami i bez nich na połączeniach systemu przesyłowego z systemami dystrybucyjnymi wskazują, że planowanie pracy systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem zaproponowanej metody może być atrakcyjne ekonomicznie.

Opracowana metoda planowania pracy systemu dystrybucyjnego daje zatem nowe spojrzenie na to, w jaki sposób można wspierać transformacje systemów elektroenergetycznych do systemów niskoemisyjnych i niezawodnych z dużym udziałem rozproszonych zasobów energii elektrycznej. Udowodniono, że opracowana metoda powoduje mniejsze zapotrzebowanie na liczbę wymaganych do pracy elektrowni konwencjonalnych i zapewnia lepsze warunki pracy tym, które są zaangażowane w eksploatację. Co ważne, lepsze warunki pracy elektrowni zapobiegają ich awariom, a co za tym idzie, sytuacjom awaryjnym w całym systemie elektroenergetycznym.

Dodatkowo należy podkreślić, że zaproponowana metoda może zostać zaadoptowana, aby działać efektywnie zarówno w systemach z dłuższymi horyzontami planowania, np. 36-godzinnym horyzontem czasowym, jaki i z krótszymi horyzontami planowania, np. 12-godzinny horyzont czasowy. Może również korzystać z różnych kroków czasowych, jak jedna godzina, 15 minut czy 5 minut. Ta uniwersalność metody powoduje, że może mieć szerokie zastosowanie niezależnie od zmian otoczenia planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

Uzyskane wyniki dają również uzasadnienie i motywację do prowadzenia dalszych badań mających na celu rozwijanie zaprezentowanej koncepcji. Przede wszystkim jest potrzeba rozszerzenia opracowanej metodyki o skoordynowane planowanie pracy systemu dystrybucyjnego z uwzględnieniem: kroczącej aktualizacji planu pracy, zmieniających się warunków pracy systemu elektroenergetycznego oraz z uwzględnieniem transakcji rynkowych zawieranych przez rozproszone zasoby energii elektrycznej na rynkach energii dnia bieżącego.

Z drugiej strony należy również zweryfikować, czy ceny zmodyfikowanych (wygładzonych) dobowych profili zapotrzebowania danego systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego, będące atrakcyjnymi z punktu widzenia rozszerzonego modelu optymalizacyjnego UCED, są również atrakcyjnie po ich dezagregacji dla właścicieli rozproszonych zasobów energii elektrycznej, które kształtują ten profil.

W przypadku docelowego zastosowania proponowanego modelu optymalizacyjnego istnieje również potrzeba dostrojenia parametrów silnika optymalizacyjnego, tak aby w krótszym czasie uzyskiwać satysfakcjonujące rozwiązanie (tj. wygładzony profil przebiegu zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego).

Organizacja rozprawy doktorskiej

Rozprawa doktorska składa się z 12 rozdziałów. Pierwszy rozdział jest wprowadzaniem i przedstawia obszar badań, cel rozprawy oraz postawioną tezę. Drugi rozdział zawiera informacje ogólne o działaniu systemu elektroenergetycznego, uwzględniając aspekty rynkowe, cechy charakterystyczne rozproszonych zasobów energii elektrycznej, akty prawne stymulujące transformację systemów elektroenergetycznych w UE, systemy wsparcia finansowego dla odnawialnych źródeł energii oraz wizje funkcjonowania przyszłych systemów elektroenergetycznych.

Rozdział trzeci definiuje problem badawczy oraz przedstawia dokonany przegląd literaturowy. Rozdział 4 przedstawia proponowaną koncepcję planowania pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach penetracji systemów dystrybucyjnych przez rozproszone zasoby energii elektrycznej. Rozdział ten zawiera opis matematyczny opracowanego modelu optymalizacyjnego wygładzającego dobowy







profil zapotrzebowania systemu dystrybucyjnego na moc elektryczną z systemu przesyłowego oraz opis matematyczny dla rozszerzenia modelu optymalizacyjnego UCED. Rozdział piąty zawiera opis sposobu weryfikacji rozwiązania problemu badawczego. Rozdział szósty przedstawia analizę uzyskanych wyników symulacyjnych, a rozdział siódmy przedstawia wnioski oraz rekomendacje dla dalszych prac. W pozostałej części rozprawa zawiera podziękowania, podsumowanie, streszczenie w języku polskim oraz załączniki do rozprawy. Ostatni rozdział zawiera bibliografię.

Bibliografia streszczenia

- [1] California Independent System Operator, California ISO Fast Facts What the duck curve tells us about managing a green grid, 2016.
- [2] Fraunhofer ISE, Net installed electricity generation capacity in Germany 2018, https://www.energycharts.de/power_inst.htm?year=all&period=annual&type=power_inst (accessed October 9, 2019).
- [3] Agora Energiewende (2019), Agorameter n.d. https://www.agoraenergiewende.de/en/service/recent-electricity-data (accessed March 5, 2020).
- [4] Agora Energiewende, Agora Energiewende (2017), Flexibility in Thermal Power Plants – With a Focus on Existing Coal-Fired Power Plants 2017: 116.
- [5] Holdsworth S., Creep-fatigue interaction in power plant steels. Mater High Temp 2011; 28: 197–204. doi:10.3184/096034011X13123676561681.
- [6] European Union, Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources, Off J Eur Union 2018; 2018: 1–128.
- [7] Rudion K., Orths A., Styczynski Z.A., Strunz K., Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration, 2006 IEEE Power Eng Soc Gen Meet PES 2006: 6 pp. doi:10.1109/pes.2006.1709447.
- [8] Zimmerman R.D., Murillo-Sanchez C.E., MatPower Users's Manual Version 7.0b1 2018.

Projekt współfinansowany ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków GOSPOSTRATEG / umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/19