



## Transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej – wybrane aspekty

*Transformation of the national distribution network - selected aspects*

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono problematykę dotyczącą transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej. Przedstawiono charakterystykę krajowej sieci dystrybucyjnej. Omówiono proces transformacji energetycznej w obszarze sieci dystrybucyjnych. Przedstawiono wyzwania dotyczące krajowej sieci dystrybucyjnej. Omówiono działania inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych w obszarze krajowej sieci dystrybucyjnej i korzyści z nich wynikające. Przedstawiono zagrożenia dla procesu transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej. Przedstawiono wnioski dotyczące efektywnej transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej w kontekście koniecznych działań inwestycyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych.

**Abstract.** The article presents the issues concerning the transformation of the national distribution network. The characteristics of the national distribution network are presented. The energy transformation process in the area of distribution networks is discussed. Challenges concerning the national distribution network were presented. Investment activities of distribution system operators in the area of the national distribution network and their benefits were discussed. Risks to the transformation process of the national distribution network are presented. Conclusions on the effective transformation of the national distribution network in the context of the necessary investment activities of distribution system operators were presented.

**Słowa kluczowe:** sieć dystrybucyjna, transformacja, inwestycje

**Keywords:** distribution network, transformation, investments

### Wprowadzenie

Krajowa sieć elektroenergetyczna stanowi ogniwo łączące źródła wytwarzania z odbiorcami i obejmuje: sieć przesyłową 400 i 220 kV, sieć dystrybucyjną (tzw. wstępnego rozdziału) 110 kV oraz sieć dystrybucyjną (rozdzielczą) SN (6, 10, 15, 20 i 30 kV) i sieć nN (0,4 kV). Sieć dystrybucyjna jest odpowiedzialna za rozdział i dystrybucję energii elektrycznej i odgrywa kluczową rolę w zasilaniu odbiorców, decydując o jakości, niezawodności i pewności dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych [1].

W kraju użytkowanych jest łącznie 875 861 km linii elektroenergetycznych, w tym 34 376 km linii 110 kV, 321 089 km linii SN oraz 504 492 km linii niskiego napięcia [2]. Stanowi to odpowiednio: 3,9%, 36,7% i 57,6% łącznej ich długości. Ponadto użytkowanych jest łącznie 273 278 stacji elektroenergetycznych, w tym 1 597 stacji 110 kV oraz 271 571 stacji SN, co stanowi to odpowiednio: 0,58% i 99,38% łącznej ich liczby [2]. W stacjach 110 kV użytkowanych jest 2915 transformatorów 110 kV/SN, natomiast w stacjach SN jest użytkowanych 268 695 transformatorów SN/nn i 1 251 transformatorów SN/SN [2].

Nadzór nad siecią dystrybucyjną pełnią przedsiębiorstwa energetyczne – operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). W kraju najważniejszymi i największymi spółkami dystrybucyjnymi są obecnie: PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., oraz Stoen Operator Sp. z o.o. [2].

Właściwe funkcjonowanie krajowej sieci dystrybucyjnej ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Sieć ta funkcjonuje w dynamicznie zmieniających się uwarunkowaniach. Wprowadzie krajowa sieć dystrybucyjna jest obecnie przystosowana do występujących typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań w stanach normalnych. Stwarza jednak potencjalnie duże zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które wynika bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych, dużej ich awaryjności na skutek coraz częściej występujących na terenie kraju ekstremalnych warunków pogodowych [3]. W przyszłości natomiast obecna dystrybucyjna infrastruktura sieciowa będzie niewystarczająca w kontekście

bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i w świetle transformacji sieci dystrybucyjnej. Konieczna będzie jej intensywna rozbudowa i przebudowa oraz gruntowna modernizacja, co będzie stanowiło ogromne wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnych zarówno w sferze inwestycyjnej jak i finansowej.

### Transformacja energetyczna

Transformacje energetyczna oznacza proces modyfikacji gospodarki krajowej na bardziej zrównoważony, a więc mniej zależny od paliw kopalnych i bardziej efektywny energetycznie. W perspektywie długoterminowej wiąże się to z przejściem do gospodarki zeroemisyjnej i ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych. W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w obszarze wytwarzania wiąże się to z odchodzeniem od źródeł energii opartych na paliwach kopalnych i zastąpienie ich przez odnawialne źródła energii (OZE), co oznacza m.in. zmianę miksu energetycznego w krajowym sektorze wytwórczym.

Zagadnienie transformacji energetycznej należy obecnie do najważniejszych wyzwań stojących przed Polską. W procesie tym jedną z istotnych ról będzie odgrywała sieć elektroenergetyczna zarówno przesyłowa jak i dystrybucyjna, która również musi zostać poddana procesowi efektywnej transformacji polegającej na jej rozbudowie, przebudowie, modernizacji oraz intensyfikacji jej wykorzystania.

W obszarze sieci dystrybucyjnej obserwuje się dynamiczne zmiany na rynku energii, dotyczące bezpośrednio działalności operatorów systemów dystrybucyjnych, co można uznać już za początkową fazę transformacji. Intensywnie wzrasta liczba i moc zainstalowana instalacji OZE, szczególnie instalacji prosumenckich, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych. Następuje znaczny rozwój elektromobilności i instalowane są punkty ładowania pojazdów elektrycznych. Następuje przyłączanie pierwszych magazynów energii. Trwa proces instalowania na masową skalę liczników zdalnego odczytu. Realizowane są intensywne działania mające na celu uniknięcie lub ograniczenie skali awarii sieciowych, szczególnie w przypadku wystąpienia ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu [1]. Jest realizowany proces kablowania sieci, zwłaszcza w odniesieniu do sieci SN. Zwiększa się poziom automatyzacji sieci dystrybucyjnej i coraz częściej wykorzystuje się systemy sterowania i

nadzoru (dyspozytorskie). Stosuje się rozwiązania mające na celu zapewnienie: łączności, cyberbezpieczeństwa i niezakłóconej obsługi stale rosnącej liczby odbiorców końcowych. W sieciach dystrybucyjnych jest realizowana współpraca ze znaczną liczbą podmiotów. To tylko niektóre ze zjawisk i procesów, które występują obecnie. W powiązaniu z prognoząmi dotyczącymi wzrostu zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną oraz koniecznością poprawy jakości, niezawodności i bezpieczeństwa dostawy energii do odbiorców końcowych wymaga to realizacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych wielu inwestycji sieciowych w obszarze sieci dystrybucyjnej związanych z rozbudową, przebudową i gruntowną modernizacją obecnej infrastruktury sieciowej. Przy czym w pierwszej kolejności powinny one obejmować: stacje 110 kV/SN, stacje SN/nN i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich [3].

Krajowa sieć dystrybucyjna musi sprostać dodatkowo wyzwaniom stawianym przez zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej i podjąć nowe działania, które polegają m.in. na konfigurowaniu dwukierunkowej pracy sieci, zapewnieniu wysokiej elastyczności systemu, czy umożliwianiu lokalnego bilansowania [4].

Efektywna transformacja sieci dystrybucyjnych przyniesie wiele korzyści dla gospodarki, nadaje bowiem energetyce wymiar lokalny i umożliwi docelowo świadczenie profesjonalnych, nowoczesnych, innowacyjnych usług dla końcowych odbiorców energii [4].

Podstawą transformacji jest wieloletni proces inwestycji rzeczowych w obszarze sieci dystrybucyjnych, którego zakres i dynamika są ściśle powiązane z ilością środków finansowych, którymi dysponować będą operatorzy systemów dystrybucyjnych.

Transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej powinna być realizowana w sposób zaplanowany, tak aby jej koszty były społecznie akceptowalne [4].

### **Transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej**

Operatorzy systemów dystrybucyjnych mają świadomość wyzwań w obszarze transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej przed jakimi stoją, dlatego podpisali w dniu 07.11.2022 r. Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki [4], która ma na celu skuteczne przeprowadzenie realnej i efektywnej transformacji energetycznej sektora dystrybucji. Aby było to możliwe przeprowadzono diagnozę kluczowych potrzeb rozwojowych i inwestycyjnych OSD do 2030 r., zidentyfikowano narzędzia (scenariusze inwestycyjne), określono sposoby i źródła finansowania (taryfa, środki pomocowe), dokonano ocenę wpływu realizacji programu inwestycyjnego na otoczenie (wpływ na taryfę i beneficjentów), zaproponowano zmianę i dostosowanie modelu regulacyjnego OSD umożliwiające wsparcie aktywności inwestycyjnej OSD oraz przedstawiono wymagane zmiany legislacyjne ułatwiające inwestycje sieciowe i pozyskiwanie na nie środków pomocowych.

W ramach tej karty określono priorytety inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych. Obejmują one działania dotyczące: elektryfikacji; elektromobilności; wsparcia dla rozwoju odnawialnych źródeł energii; wzrostu odporności sieci na działanie ekstremalnych warunków atmosferycznych; odtworzenia i modernizacji infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii; cyfryzacji i automatyzacji; liczników zdalnego odczytu (smart metering, AMI) oraz pozostałych projektów wspierających działalność OSD [4-6].

Elektryfikacja ma związek zarówno z przyłączaniem do sieci nowych odbiorców jak i wzrostem zapotrzebowania na moc przyłączeniową u odbiorców istniejących.

Elektromobilność obejmuje przyłączanie do sieci punktów ładowania samochodów elektrycznych i innych środków transportu oraz infrastruktury kolejowej i tramwajowej. Wsparcie dla rozwoju odnawialnych źródeł energii dotyczy przyłączania do sieci zarówno OZE jak i magazynów energii oraz tworzenia potencjału dla takiego przyłączania. Wzrost odporności sieci na działanie ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych wiąże się z realizacją inwestycji zwiększających bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii elektrycznej. Odtworzenie i modernizacja infrastruktury sieciowej z uwzględnieniem zmiany technologii wiąże się z realizacją inwestycji wynikających ze stanu wyeksploatowania istniejącej infrastruktury sieciowej. Cyfryzacja i automatyzacja obejmuje aktywne zarządzanie systemem dystrybucyjnym. W obszarze sieciowym wiąże się to z automatyzacją sieci i tworzeniem sieci inteligentnych, natomiast w obszarze łączności i informatyki dotyczy bezpieczeństwa cybernetycznego, systemów łączności krytycznej i rozwoju innych systemów informatycznych niezbędnych dla właściwego funkcjonowania OSD. Działania dotyczące liczników zdalnego odczytu wiążą się z zabudową liczników zdalnego odczytu, zarówno u odbiorców jak i w stacjach elektroenergetycznych należących do operatorów systemów. Pozostałe projekty wspierające działalność OSD obejmują infrastrukturę wspierającą realizację procesów biznesowych operatorów systemów dystrybucyjnych i dotyczą m.in.: budynków i budowli, transportu, narzędzi i sprzętu specjalistycznego, diagnostyki sieci.

Realizacja wymienionych działań przez operatorów systemów dystrybucyjnych przyniesie wiele korzyści. W przypadku rozwoju sieci niezbędnego dla przyłączania nowych odbiorców, odnawialnych źródeł energii, magazynów energii elektrycznej czy elektromobilności korzyści wynikają m.in. z: rozbudowy sieci elektroenergetycznej na potrzeby przyłączania, co tworzy potencjał dla rozwoju gospodarczego i bytowo-komunalnego, lokalnych rynków pracy itd.; przejścia na gospodarkę niskoemisyjną; rozwoju transportu elektrycznego; ograniczenia emisji gazów cieplarnianych; tworzenia nowych dostępnych mocy przyłączeniowych dla odnawialnych źródeł energii. W przypadku zmiany struktury sieci elektroenergetycznej z napowietrznej na kablową korzyści obejmują m.in.: znaczne ograniczenie przerw w dostawach energii elektrycznej; zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej; poprawę parametrów jakości energii elektrycznej oraz poprawę komfortu życia i efektywności prowadzenia działalności gospodarczej. W przypadku cyfryzacji i automatyzacji korzyści obejmują: znaczne ograniczenie przerw w dostawach energii elektrycznej; poprawę parametrów i wskaźników jakości energii elektrycznej; zwiększenie efektywności zarządzania siecią elektroenergetyczną; poprawę elastyczności pracy sieci; umożliwienie aktywnego udziału odbiorców w rynku energii. W przypadku liczników zdalnego odczytu korzyści obejmują: zwiększenie możliwości dostępu do informacji pomiarowych; zwiększenie efektywności zarządzania siecią; stworzenie możliwości oferowania nowych usług na rynku energii; ograniczenie nielegalnego poboru energii elektrycznej; zwiększenie świadomości odbiorców w zakresie zarządzania energią elektryczną oraz umożliwienie aktywnego udziału klientów w rynku energii.

Każdy z operatorów systemów dystrybucyjnych ma zróżnicowaną grupę projektów inwestycyjnych, które uznaje za kluczowe i realizuje je w pierwszej kolejności przeznaczając na nie możliwie najwięcej środków finansowych. W przypadku operatora - PGE Dystrybucja kluczowe projekty inwestycyjne obejmują: program

kablowania sieci SN; program instalacji liczników zdalnego odczytu; program budowy sieci łączności specjalnej na potrzeby świadczenia różnych usług LTE450; projekt budowy Centralnej Dyspozycji Mocy - PGE Dystrybucja do zarządzania liniami 110 kV należącymi do operatora; system informatyczny wspomagający realizację kluczowych dla operatora procesów związanych z ewidencją, utrzymaniem i rozwojem zarządzanej infrastruktury sieciowej - System Technicznego Zarządzania Majątkiem Sieciowym oraz przygotowanie systemów informatycznych do nowego modelu wymiany informacji na rynku energii - Centralny System Informacji Rynku Energii (CSIRE) [7]. Powstanie CSIRE ma kluczowe znaczenie dla rozwoju rynku energii elektrycznej w kraju i poprawy wykorzystania zasobów KSE.

### **Zagrożenia transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej**

Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej wymaga, jak wspomniano, realizacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych wielu inwestycji w obszarze sieci dystrybucyjnej. Szacuje się, że wymagają one poniesienia nakładów inwestycyjnych na poziomie ok. 130 mld zł do 2030 r. [6]. Takie środki pozwolą na rozwój sieci dystrybucyjnej niezbędny dla przyłączania OZE, magazynów energii oraz elektromobilności, który umożliwi na zwiększenie mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii (łącznie z udziałem prosumentów) do poziomu ok. 50 GW [6]. Ponadto środki te pozwolą na cyfryzację i automatyzację sieci dystrybucyjnej i usług realizowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych co pozwoli na zwiększenie elastyczności sieci, wsparcie transformacji rynku energii, w tym zwiększenia aktywności uczestników rynku oraz rozwoju nowych produktów i usług. Dodatkowo środki te pozwolą na zainstalowanie liczników zdalnego odczytu (smart metering): rozliczeniowych u wszystkich końcowych odbiorców energii elektrycznej i bilansowanych we wszystkich stacjach SN/nn. Ponadto środki te pozwolą na realizację strategicznych inwestycji przyłączeniowych oraz przyłączy o ponad 2 mln nowych odbiorców [6].

Wymieniona kwota środków finansowych jest bardzo duża i przekracza znacznie możliwości finansowe OSD wynikające z modelu regulacyjnego (taryfa) i planowanych dostępnych środków pomocowych. Obecne środki pozwalają jedynie na częściowe sfinansowanie koniecznych inwestycji, brakuje bowiem ok. 38 mld zł [6]. Dlatego konieczna jest zmiana obecnego modelu regulacyjnego wraz z jednoczesnym zwiększeniem poziomu środków pomocowych.

Obok aspektów finansowych podstawowym zagrożeniem dla procesu transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej są istniejące regulacje prawne dotyczące przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych, które znacznie utrudniają realizację procesu inwestycyjnego stwarzając bariery i utrudnienia w każdym obszarze.

Przepisy prawne dotyczące budowy, rozbudowy i modernizacji linii i stacji elektroenergetycznych są rozproszone w wielu ustawach, nieprecyzyjne, niespójne, niekiedy sprzeczne i często się zmieniają na skutek wielokrotnych nowelizacji [8]. Odnoszą się głównie do obiektów kubaturowych, a nie liniowych. Utrudnienia z nich wynikające powodują powstanie barier prawnych i administracyjnych skutecznie ograniczających szybkość i efektywność procesu inwestycyjnego i stanowiących znaczne obciążenie finansowe dla OSD.

Niewłaściwe uregulowania prawne dotyczące budowy, rozbudowy i modernizacji linii i stacji elektroenergetycznych są zawarte w ustawach: Prawo Budowlane, o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym; o gospodarce nieruchomościami; o drogach publicznych, o ochronie gruntów rolnych i leśnych; Kodeks Postępowania Administracyjnego oraz Kodeks Cywilny [8].

Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej wymaga stworzenia warunków dla właściwej realizacji procesu inwestycyjnego w obszarze sieci dystrybucyjnych. Wymaga to dokonania wielu istotnych zmian w szerokim zakresie we wspomnianych regulacjach prawnych, które muszą uwzględniać specyfikę obiektów liniowych.

### **Wnioski**

Transformacja energetyczna stanowi obecnie jedno z najważniejszych wyzwań stojących przed gospodarką krajową. W procesie tym jedną z kluczowych ról będzie odgrywała krajowa sieć dystrybucyjna, w której obserwuje się dynamiczne zmiany techniczne i technologiczne.

Rozbudowa, przebudowa i modernizacja krajowej sieci dystrybucyjnej oraz intensyfikacja jej wykorzystania stanowi jeden z głównych warunków efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnej w kraju. Stanowi ponadto ogromne wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnych zarówno w sferze inwestycyjnej jak i finansowej, które wymaga znacznych nakładów finansowych, właściwego otoczenia regulacyjnego i harmonizacji kierunków wsparcia.

Obecnie priorytety inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych obejmują działania dotyczące: elektryfikacji; elektromobilności; wsparcia dla rozwoju odnawialnych źródeł energii; wzrostu odporności sieci na działanie ekstremalnych warunków atmosferycznych; odtworzenia i modernizacji infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii; cyfryzacji i automatyzacji; liczników zdalnego odczytu oraz pozostałych projektów wspierających działalność OSD.

**Autor:** dr hab. inż. Waldemar Dołęga, Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki, ul. Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-372 Wrocław,  
E-mail: Waldemar.dolega@pwr.edu.pl;

### **LITERATURA**

- [1] Dołęga W., Bezpieczeństwo pracy krajowych sieci dystrybucyjnych. *Przegląd Elektrotechniczny* (2020), nr 3, s. 21–24.
- [2] Statystyka elektroenergetyki polskiej 2021, ARE, Warszawa 2022.
- [3] Dołęga W., Krajowa sieć elektroenergetyczna – analiza stanu i zagrożeń funkcjonowania. *Rynek Energii* (2023), nr 3, s. 3-10.
- [4] Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki. URE, Warszawa, 2022.
- [5] Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki. Załącznik 2. PTPiREE, Poznań, grudzień 2021.
- [6] Kluczowe cele, uwarunkowania i efekty transformacji energetycznej w sektorze dystrybucji energii elektrycznej. Broszura informacyjna. URE, Warszawa, 2022.
- [7] Prezentacje. Konferencja poświęcona inwestycjom w sieci przesyłowe i dystrybucyjne. Senat RP, 10.01.2023.
- [8] Dołęga W., Wybrane aspekty realizacji inwestycji sieciowych. *Polityka Energetyczna-Energy Policy Journal* (2016), zeszyt 3, s. 121-131.