
Stan i potrzeby rozwojowe sieci elektroenergetycznych w procesie transformacji niskoemisyjnej w Polsce.

Autorzy:

Dr hab. inż. Wiesław Nowak, prof. n.

Dr inż. Waldemar Szpyra

Dr inż. Rafał Tarko

Styczeń 2017

1. Wstęp	3
2. Analiza stanu obecnego sieci elektroenergetycznych należących do operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych	8
2.1. Struktura sieci elektroenergetycznej	9
2.2. Ocena struktury i stanu technicznego sieci elektroenergetycznych	12
2.3. Obecne i przyszłe wymagania stawiane sieciom elektroenergetycznym	18
2.4. Kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych	20
2.5. Gotowość OSD do realizacji zadań w zakresie elektromobilności.....	24
3. Stan przygotowania polskich sieci elektroenergetycznych do aplikacji rozwiązań typu SMART	25
3.1. Projekty pilotażowe prowadzone na terenie Polski w zakresie „inteligentnych sieci”	25
3.2. Wymagania i kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych konieczne do wprowadzenia	27
4. Kluczowe projekty w obszarze przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.....	29
5. Plan rozwoju sieci elektroenergetycznych.....	41
5.1. Czynniki mające wpływ na rozwój elektroenergetyki	41
5.2. Sieci przesyłowe.....	41
5.3. Sieci dystrybucyjne	48
6. Możliwości wprowadzania rozwiązań opartych na miedzi.....	53
6.1. Charakterystyka miedzi jako materiału	53
6.2. Zastosowania miedzi w elektrotechnice, energetyce.....	53
7. Podsumowanie.....	59
Literatura.....	60

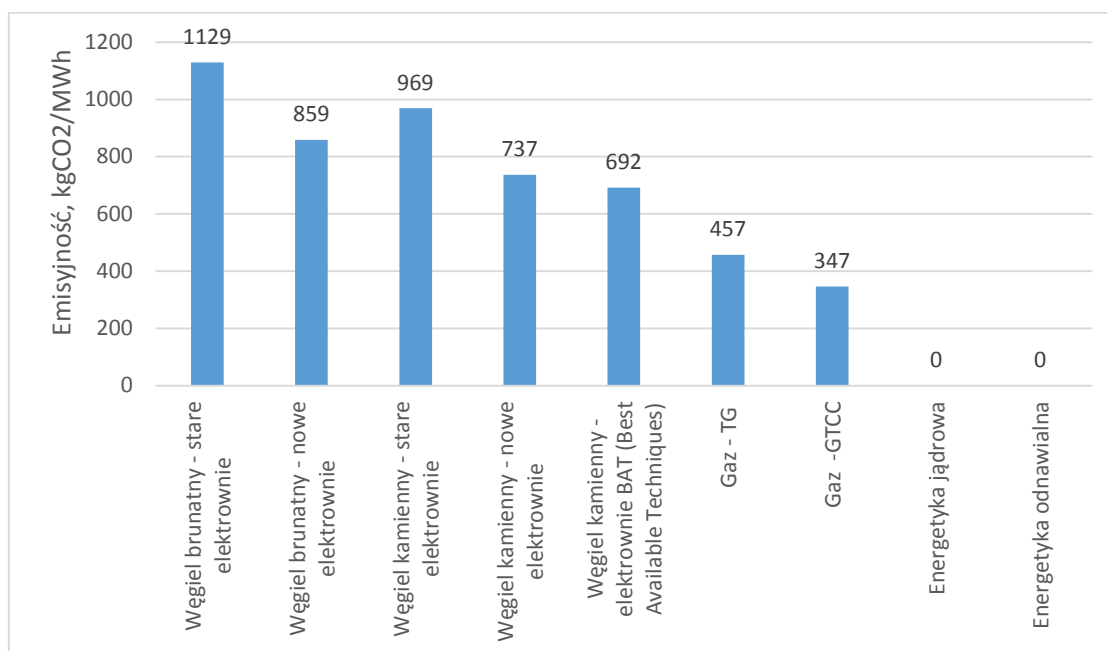
1. Wstęp

Transformacja elektroenergetyki w kierunku produkcji i przesyłania energii elektrycznej przy możliwie niskiej emisji gazów cieplarnianych, stanowi jedno z najpoważniejszych wyzwań stojących przed państwami członkowskimi Unii Europejskiej. Należy oczekiwać, że mimo spodziewanych problemów i trudności, jakie niesie ze sobą przestawianie gospodarki energetycznej na tory niskoemisyjne, korzyści z tego wynikające stanowiąc będą silny impuls rozwojowy nie tylko dla indywidualnych przedsiębiorców, ale również dla całej krajowej gospodarki. Aby tak się stało, strategia transformacji powinna uwzględniać zarówno zmieniający się kontekst globalny, jak i również powinna być dopasowana do realiów społeczno-gospodarczych naszego państwa.

Z analiz przedstawionych w [1], wynika, że spalanie paliw kopalnych przez energetykę zawodową jest największym źródłem emisji w Polsce (ponad 40% emisji GHG w 2011 roku). Polska energetyka cechuje się wysoką emisyjnością w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii. W 2011 według szacunków Międzynarodowej Agencji Energii była ona wyższa od średniej unijnej o ponad 120% (780 gCO₂/kWh w Polsce przy 352 gCO₂/kWh w państwach UE- 28).

Wysoka emisyjność polskiej energetyki nie wynika wyłącznie z oparcia sektora wytwarzania energii elektrycznej na dostępnych paliwach kopalnych (węgiel kamienny i brunatny). Jest ona również pochodną niskiej sprawności przestarzałych bloków energetycznych. Blisko 25% mocy wytwórczej w Polsce pochodzi z elektrowni mających ponad 40 lat, zaś aż 60% bloków jest starsza niż 30 lat. Oznacza to, że nawet przy zastosowaniu wszystkich możliwości modernizacyjnych i wykorzystywaniu działających dziś elektrowni przez maksymalny technicznie dopuszczalny okres (szacowany na 50 lat), do roku 2030 wymianie musi ulec około połowy obecnej infrastruktury produkcyjnej w sektorze, a do roku 2040 nawet 80%. W ciągu najbliższych dwóch-trzech dekad niezbędna więc będzie niemal pełna wymiana infrastruktury produkcyjnej w polskiej energetyce zawodowej. Należy zauważyć, że technologia zastosowana w elektrowniach projektowanych w latach sześćdziesiątych, siedemdziesiątych i osiemdziesiątych XX wieku nie pozwalała na uzyskanie wysokiej sprawności, przez co obecnie średnia osiągalna sprawność bloków energetycznych w elektrowniach węglowych wynosi około 35%. Poprawa tego wskaźnika wymagać będzie znacznej modernizacji bloków energetycznych i zastępowania istniejącej infrastruktury nowymi rozwiązaniami o lepszych parametrach technicznych. Zakłada się, że działania podjęte w tym

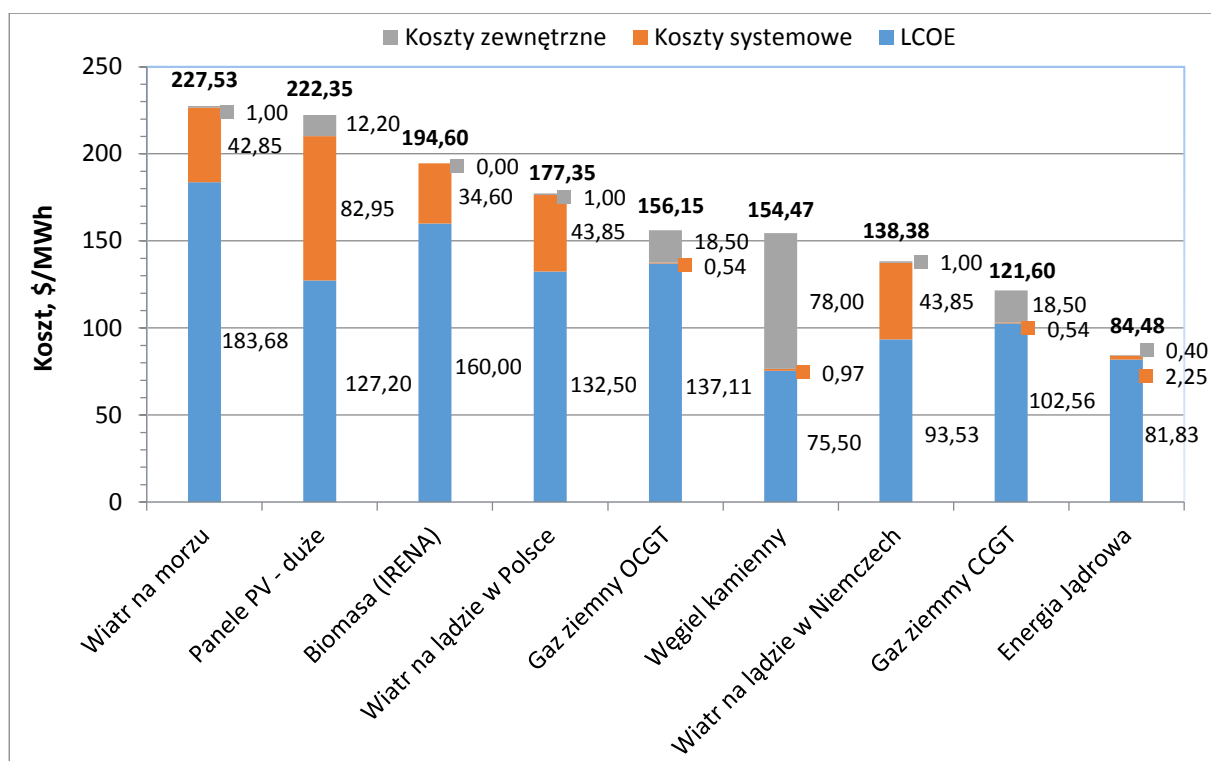
kierunku mogą przynieść podniesienie średniej sprawności bloków energetycznych do poziomu około 45% (rys. 1.1).



Rysunek 1.1. Poziom emisyjności uzyskiwany w różnych rodzajach elektrowni (na podstawie [1]).

Należy również zauważyć, że dalsze dążenia do gospodarki niskoemisyjnej wymagają zmiany struktury wytwarzania i zwiększenia mocy wytwórczej w elektrowniach niskoemisyjnych, do których należą między innymi elektrownie jądrowe, wiatrowe czy gazowe. Budowa elektrowni jądrowych, pomimo dużych nakładów inwestycyjnych może w dłuższej perspektywie czasu przynosić większe zyski, między innymi z uwagi znaczne koszty zakupu uprawnień do emisji. Wg raportu pt. Analiza i ocena kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł energii w Polsce [9] koszty wytwarzania energii elektrycznej uwzględniające LCOE, koszty systemowe i koszty zewnętrzne są najniższe w elektrowni jądrowej (rysunek 1.2).

W perspektywie kilkunastu, kilkudziesięciu lat niewątpliwie wzrośnie rola elektrowni wytwarzających energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, takich jak elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, zwłaszcza pracujących w modelu rozproszonym. Ich rola może jednak być ograniczona z uwagi na małą dyspozycyjności obu tych źródeł odnawialnych. Niewątpliwie obiecująca wydaje się technologia sekwestracji dwutlenku węgla (CCS – Carbon Capture and Storage), mogąca w dłuższej perspektywie czasu znacząco zmniejszyć problem emisji CO₂ do atmosfery. Jednak jej wdrożenie na skale przemysłową w dającej się przewidzieć przyszłości jest nadal niepewne.



Rys. 1.2. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w różnych rodzajach elektrowni (opracowano na podstawie [9])

Oznaczenia: **LCOE** – Levelized Cost of Electricity; **Koszty systemowe** – koszty związane z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego, w tym koszty równoważenia produkcji energii zapotrzebowaniem odbiorców; **Koszty zewnętrzne** – koszty uwzględniające wszelakiego rodzaju oddziaływania elektrowni na środowisko.

Przedstawione problemy transformacji sektora wytwarzania energii elektrycznej, wyznaczać będą zasadnicze kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych. Wynika to przede wszystkim z tego, że infrastruktura sieciowa pełni rolę ogniwa pośredniczącego pomiędzy wytwórcami a odbiorcami energii elektrycznej. Należy oczekiwać, że dotychczasowy model rozwoju, wynikający z wiodącej roli jaką odgrywa wielkoskalowa „elektroenergetyka węglowa”, będzie podlegał zmianom uwarunkowanym procesem transformacji niskoemisyjnej, szczególnie w kierunku energetyki rozproszonej, powstającej w oparciu o odnawialne źródła energii. Zachodzące zmiany definiować więc będą potrzeby rozwojowe sieci elektroenergetycznych, szczególnie w kierunku efektywnej integracji z systemem elektroenergetycznym źródeł rozproszonych.

Podstawowe potrzeby i kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych muszą być definiowane inaczej w obszarze przesyłania, niż w obszarze dystrybucji energii elektrycznej. W obszarze przesyłania decydujące znaczenie mają następujące przesłanki:

- ograniczanie roli i mocy elektrowni węglowych,
- modernizacja i podnoszenie sprawności elektrowni węglowych,
- ewentualny transfer mocy i zdolności wytwórczych z elektrowni węglowych do elektrowni jądrowych,
- konieczność zapewniania w elektrowniach wielkoskalowych rezerwy dla źródeł rozproszonych,
- rozwój sieciowych połączeń międzysystemowych dla zapewnienia większych możliwości wzajemnego rezerwowania się europejskich systemów elektroenergetycznych ,
- rozwój wielkoskalowych (systemowych) zasobników energii elektrycznej,
- rozwój efektywnych technologii inteligentnych przesyłowych sieci elektroenergetycznych *Smart Grids*.

Z kolei w obszarze dystrybucji energii elektrycznej istotne jest rozważenie potrzeb rozwojowych sieci rozdzielczych, przede wszystkim w aspekcie rozwoju energetyki rozproszonej, bowiem źródła te są i będą przyłączane do sieci elektroenergetycznych średnich i niskich napięć. Do podstawowych przesłanek wyznaczających potrzeby i kierunki rozwojowe można zaliczyć wiele czynników, wśród których istotne znaczenie mają nie tylko problemy natury technicznej, ale również uwarunkowania prawne i ekonomiczne. Można tu wymienić:

- możliwości techniczne przyłączania źródeł rozproszonych, szczególnie mikroźródeł przyłączanych do sieci niskiego napięcia,
- rozwój zasobników lokalnych, mikrozasobników oraz zasobników mobilnych energii elektrycznej,
- opracowanie i rozwój efektywnych technologii inteligentnych dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych *Smart Grids*,
- tworzenie obszarów lokalnego bilansowania energii elektrycznej,
- wzrost znaczenia prosumentów energii elektrycznej,
- uwarunkowania prawne procesu przyłączania oraz sterowania pracą źródeł rozproszonych,

- uwarunkowania ekonomiczne – zasady wsparcia inwestycji, zasady rozliczeń.

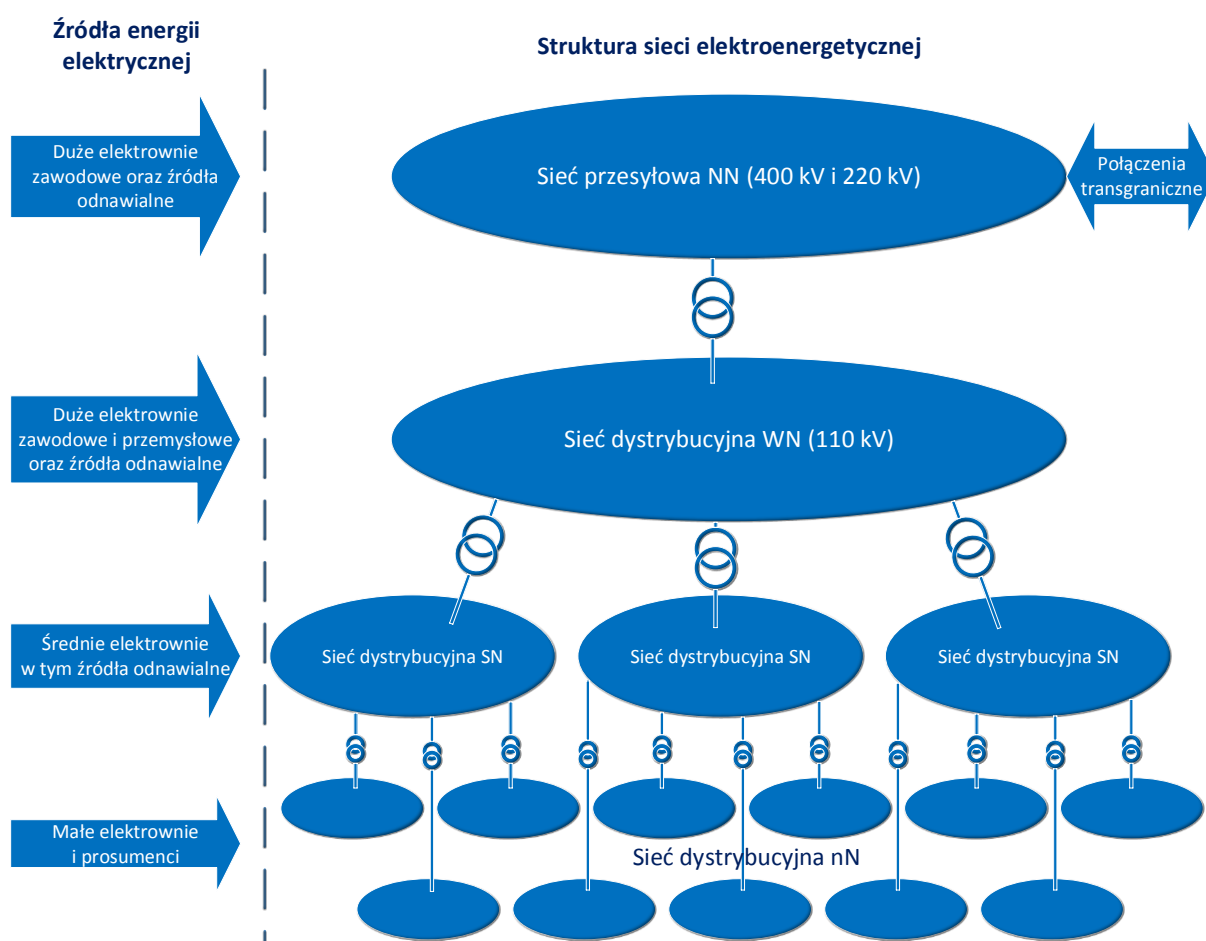
Nakreślone powyżej ogólne kierunki i potrzeby rozwojowe sieci elektroenergetycznych uwarunkowane są procesami transformacji zachodzącymi w sektorze wytwarzania energii. Należy również wskazać na inny, bardziej aktywny, wkład sieci elektroenergetycznych w proces transformacji niskoemisyjnej. Są to wszelkiego rodzaju przedsięwzięcia, przyczyniające się do obniżenia emisji substancji szkodliwych. Do takich przedsięwzięć zaliczyć można między innymi zastosowanie rozwiązań, prowadzących do ograniczania strat sieciowych.

2. Analiza stanu obecnego sieci elektroenergetycznych należących do operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

W obecnych czasach energia elektryczna stała się właściwie niezbędna do funkcjonowania dużych przedsiębiorstw i aglomeracji miejskich, ale również odbiorców komunalnych mieszkających zarówno w miastach, jak i na wsiach. Od dostawców energii elektrycznej wymaga się bezprzerwowego zasilania w energię z odpowiednią mocą i o odpowiednich parametrach jakościowych. Zaspokojenie coraz wyższych oczekiwań odbiorców energii elektrycznej, może zostać spełnione jedynie przy zapewnieniu właściwej niezawodności, odpowiednim zarządzaniu i sterowaniu wszystkimi elementami systemu elektroenergetycznego, począwszy od jednostek wytwórczych (elektrowni), przez elektroenergetyczną sieć przesyłową, po sieć dystrybucyjną i instalacje odbiorcze. Należy zauważyć, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w naszym kraju charakteryzuje się ciągłym wzrostem, związanym ze wzrostem gospodarczym, rozwojem dużych miast oraz wzrostem poziomu życia odbiorców indywidualnych. Tą tendencję w pewnym stopniu niwelują wprowadzane w wielu dziedzinach elektrotechniki nowoczesne technologie energooszczędne. Rolą Operatora Sieci Przesyłowych (OSP) i Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD) jest zadbanie o właściwą kondycję elementów składowych systemu elektroenergetycznego, ich właściwą współpracę oraz planowanie i realizację rozwoju sieci w bliższej i dalszej perspektywie czasu. Podstawowym celem systemu elektroenergetycznego jest zaspokajanie na odpowiednim poziomie zapotrzebowania na energię elektryczną w każdym momencie. Zadanie to nie jest łatwe, gdyż z uwagi na znikomą możliwość magazynowania energii w systemie elektroenergetycznym, konieczne jest wyprodukowanie i przesłanie w wymagane miejsce kraju w każdym przedziale czasu, dokładnie takiej ilości energii na jaką jest zapotrzebowanie. Prowadzona obecnie rozbudowa sieci elektroenergetycznej oraz rozwój systemów pomiarowych i sterujących pracą systemu elektroenergetycznego (SEE), prowadzi między innymi do poprawy bezpieczeństwa pracy SEE, poprawy ciągłości zasilania odbiorców oraz wpływa na polepszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej i ograniczenie strat przesyłowych energii elektrycznej [15, 16].

2.1. Struktura sieci elektroenergetycznej

Krajowy system elektroenergetyczny stanowi wielowarstwową strukturę sieci o różnych poziomach napięć znamionowych i zróżnicowanej budowie (rys. 2.1). W węzłach tych sieci zlokalizowane są stacje elektroenergetyczne wyposażone w transformatory łączące sieci o różnych poziomach napięć. Część z tych węzłów stanowią węzły wytwórcze (elektrownie), zasilające system w energię elektryczną. Poziom napięcia sieci, do której przyłączone są elektrownie zależy głównie od możliwości technicznych (mocy elektrowni oraz istniejącej na danym obszarze infrastruktury elektroenergetycznej). Polski system elektroenergetyczny jest integralną częścią systemu Europy Kontynentalnej połączonego zarówno elektrycznie liniami elektroenergetycznymi (pracującego synchronicznie) jak i formalnie, między innymi poprzez organizację European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) – zrzeszającą 42 Operatorów Systemów Przesyłowych (OSP) z 35 krajów należących do UE jak i z poza niej [13].



Rysunek 2.1. Struktura krajowej sieci elektroenergetycznej.

Jak już wspomniano polski system elektroenergetyczny składa się z sieci o różnych poziomach napięcia a mianowicie sieci: najwyższych napięć (NN), wysokich napięć (WN), średnich napięć (SN) i niskich napięć (nN). Sieci NN (750 kV, 400 kV i 220 kV) stanowią część systemu przesyłowego należącego do OSP czyli Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Pozostałe sieci stanowią elementy systemu dystrybucyjnego należącego do OSD. Pomimo, że sieć elektroenergetyczna o napięciu 110 kV praktycznie w całości należy do OSD, to z uwagi na bezpośredni wpływ jej pracy na funkcjonowanie sieci przesyłowej, jest koordynowana przez OSP. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych są odpowiedzialni za bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania, niezbędną modernizację i rozbudowę sieci dystrybucyjnych. Funkcjonują oni w bezpośredniej bliskości odbiorców i tym samym odpowiadają za nieprzerwaną dostawę energii elektrycznej do odbiorców końcowych. W Polsce jest to prawie 180 firm zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, lecz decydujące znaczenia ma pięciu największych Operatorów tj. Enea Operator Sp. z o.o., Energa-Operator S.A., PGE Dystrybucja S.A., innogy Stoen Operator Sp. z o.o. oraz Tauron Dystrybucja S.A.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne pełnią funkcję OSP na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, świadcząc usługi przesyłania energii elektrycznej przy zachowaniu wymaganych kryteriów bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). PSE są jednoosobową spółką Skarbu Państwa, wyznaczoną jako operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w okresie od 2 lipca 2014 do 31 grudnia 2030 roku. Do głównych celów działalności PSE należą [14]:

- zapewnienie bezpiecznej i ekonomicznej pracy KSE jako części wspólnego europejskiego systemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem wymogów pracy synchronicznej i połączeń asynchronicznych,
- zapewnienie niezbędnego rozwoju krajowej sieci przesyłowej oraz połączeń transgranicznych,
- udostępnianie na zasadach rynkowych zdolności przesyłowych dla realizacji wymiany transgranicznej,
- tworzenie infrastruktury technicznej dla działania rynku bilansującego energii elektrycznej.

Zadania i obowiązki jakie mają OSD określone są między innymi w ustawie Prawo energetyczne. Są oni przede wszystkim odpowiedzialni za:

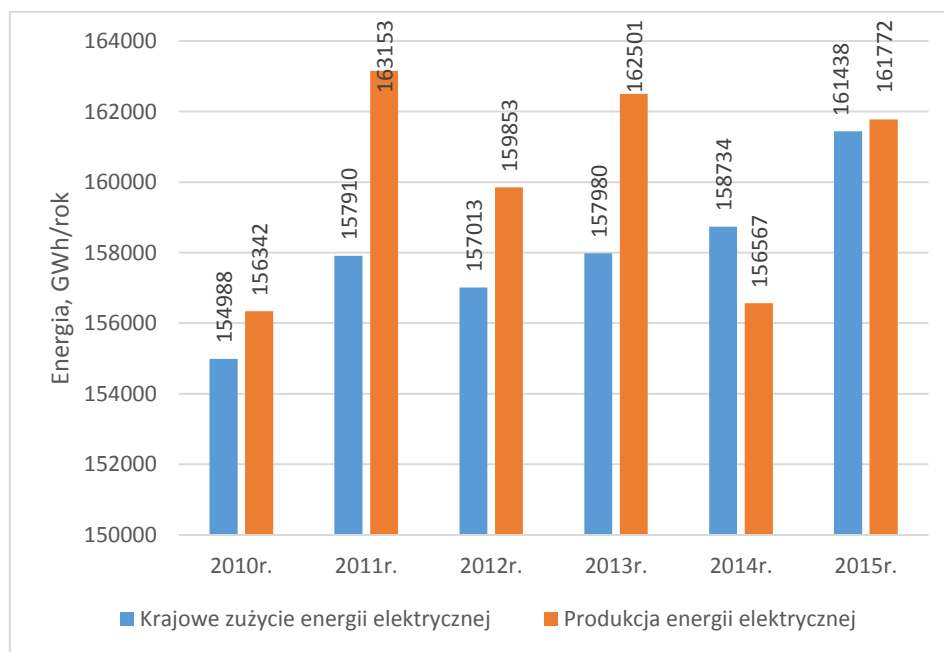
- prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z OSP, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV;
- eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego;
- zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej;
- współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów;
- dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV;
- bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi;
- zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z OSP w zakresie zarządzania przepływami energii w koordynowanej sieci 110 kV;
- zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii;
- dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci;
- planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej;
- stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV;
- opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz

współpracę z OSP przy opracowywaniu planów dotyczących normalnego układu pracy sieci;

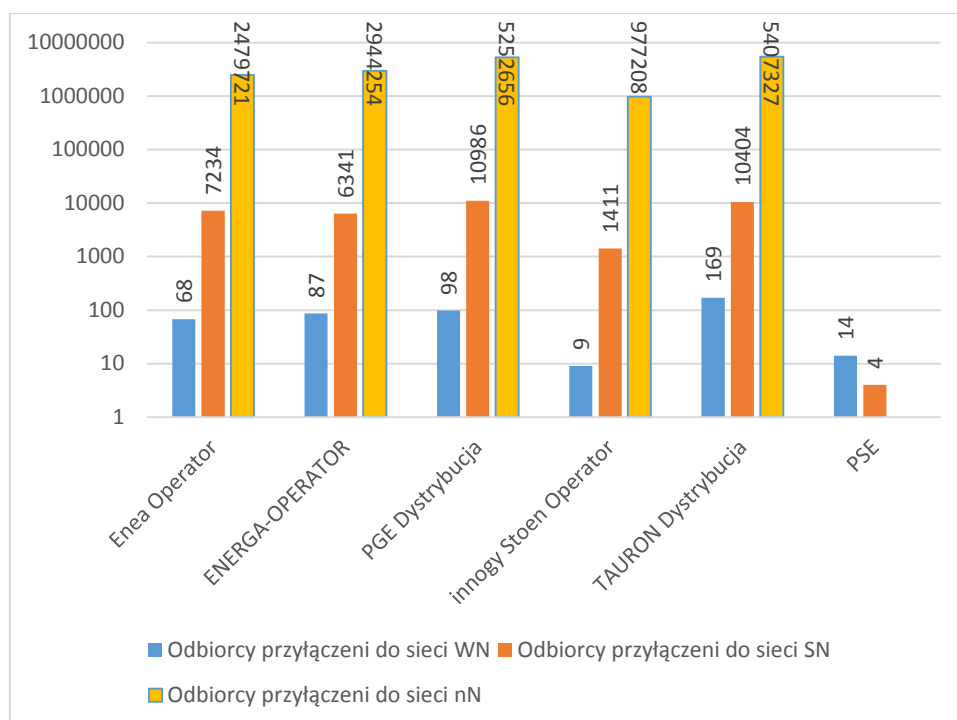
- utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z OSP w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV."

2.2. Ocena struktury i stanu technicznego sieci elektroenergetycznych

Rolę i zakres działań prowadzonych przez Operatorów sieci dystrybucyjnych i Przesyłowych, świadczy między innymi liczba odbiorców przyłączonych do sieci wysokich, średnich i niskich napięć (rys. 2.2) oraz ilość energii produkowanej i dostarczanej do odbiorców w ciągu roku (rys. 2.3).



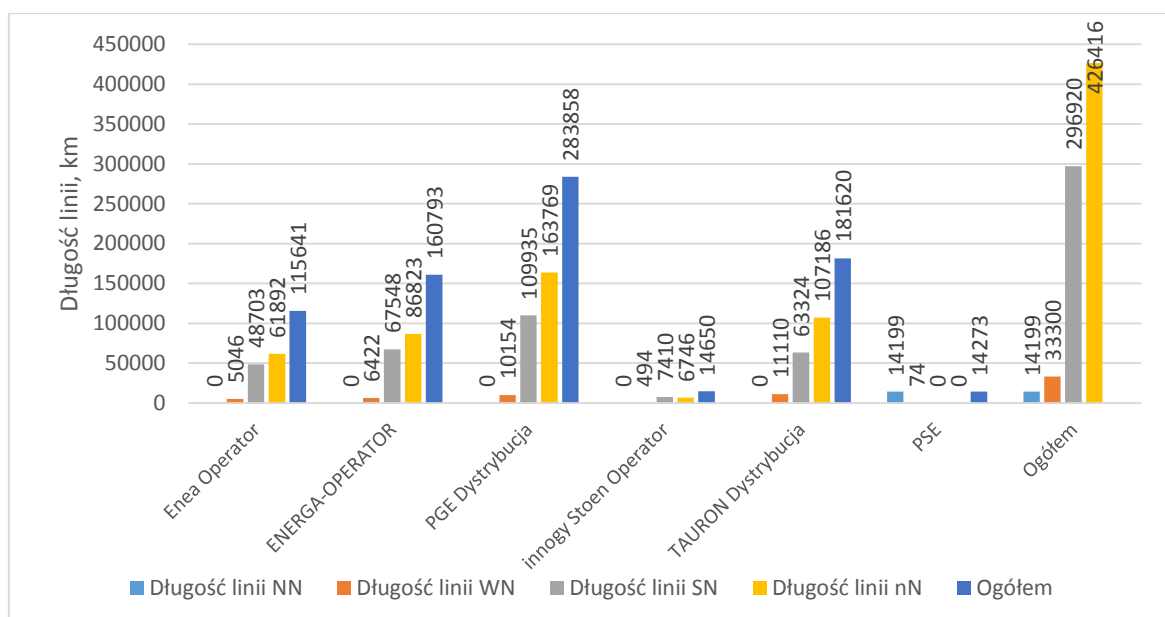
Rysunek 2.2. Krajowe zużycie oraz roczna produkcja energii elektrycznej w latach 2010 – 2015 (opracowano na podstawie [3])



Rysunek 2.3. Liczba odbiorców przyłączonych do sieci wysokiego, średniego i niskiego napięcia należących do największych krajowych Dystrybutorów (opracowano na podstawie [3]).

Na wykresie z rysunku 2.3 zauważalne są pewne wahania w rocznym zużyciu energii elektrycznej, jednak widoczny jest ciągły trend wzrostowy – świadczący o rozwoju gospodarczym naszego kraju. Różnice pomiędzy energią wytworzoną a zużytą wynikają z wymiany transgranicznej z sąsiednimi krajami. Należy zauważyć, że w ostatnich latach jedynie w 2014 roku bilans wymiany transgranicznej był ujemny.

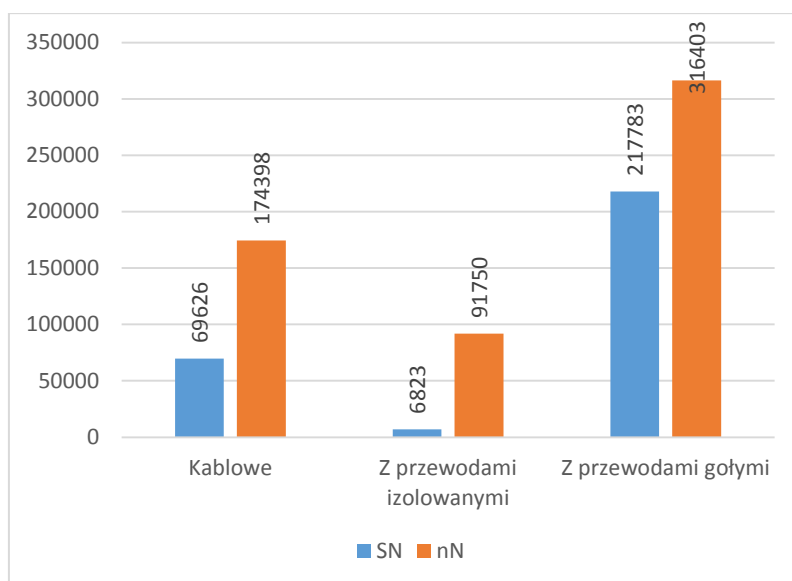
Według danych pochodzących z roku 2015 w Polskiej sieci elektroenergetycznej pracowały linie elektroenergetyczne o łącznej długości 838 888 km z czego długość linii napowietrznych wynosiła 598 603 km, a linii kablowych 240 285 km. Szczegółowe dane dotyczące linii elektroenergetycznych o poszczególnych zakresach napięć znamionowych, należących do głównych OSD i OSP przedstawiono na rysunku 2.4.



Rysunek 2.4. Długości linii napowietrznych i kablowych w zakresie napięć NN, WN, SN, nN, należących do największych krajowych Dystrybutorów (opracowano na podstawie [3]).

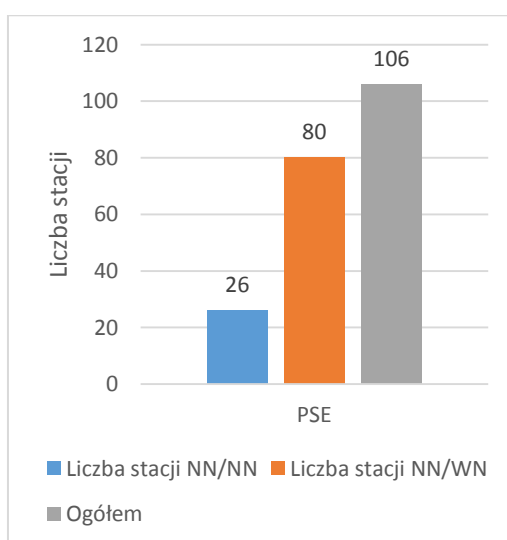
Ze statystycznego punktu widzenia, sieć wysokich i najwyższych napięć obejmuje ponad 47 tys. km linii, jednak zaledwie około 0,7% z nich stanowią linie kablowe. Inaczej sytuacja wygląda w sieciach średnich i niskich napięć. Również przewagę mają linie napowietrzne (76% linii SN i 70% linii nN), jednak nie jest ona tak zdecydowana. Linie napowietrzne są zwykle zlokalizowane poza terenami silnie zurbanizowanymi. W przypadku SN, 73,4% linii znajduje się na terenach wiejskich. W centrach miast prawie wszystkie linie SN i nN wykonuje się w technologii kablowej, a istniejące linie napowietrzne sukcesywnie zastępowane są liniami kablowymi. Obecnie coraz częściej stosowane są linie napowietrzne wyposażone w przewody izolowane (pełna izolacja) lub przewodów w osłonie izolacyjnej (niepełna izolacja). Jest to rozwiązanie nieco droższe od linii z przewodami gołymi, jednak ma szereg zalet, znacząco i korzystnie wpływających na bezpieczeństwo użytkowania i niezawodność pracy sieci. Zestawienie różnych rodzajów linii średnich i niskich napięć przedstawiono na rysunku 2.5.

W ramach sieci dystrybucyjnych najbardziej rozległe są sieci średniego i niskiego napięcia, które zapewniają dostawę energii bardzo dużej liczbie średnich i małych odbiorców. Linie SN i nN oraz stacje transformatorowe SN/nn stanowią ważny element sieci dystrybucyjnej każdego z OSD. Mają decydujące znaczenie dla jakości zasilania odbiorców w energię elektryczną.

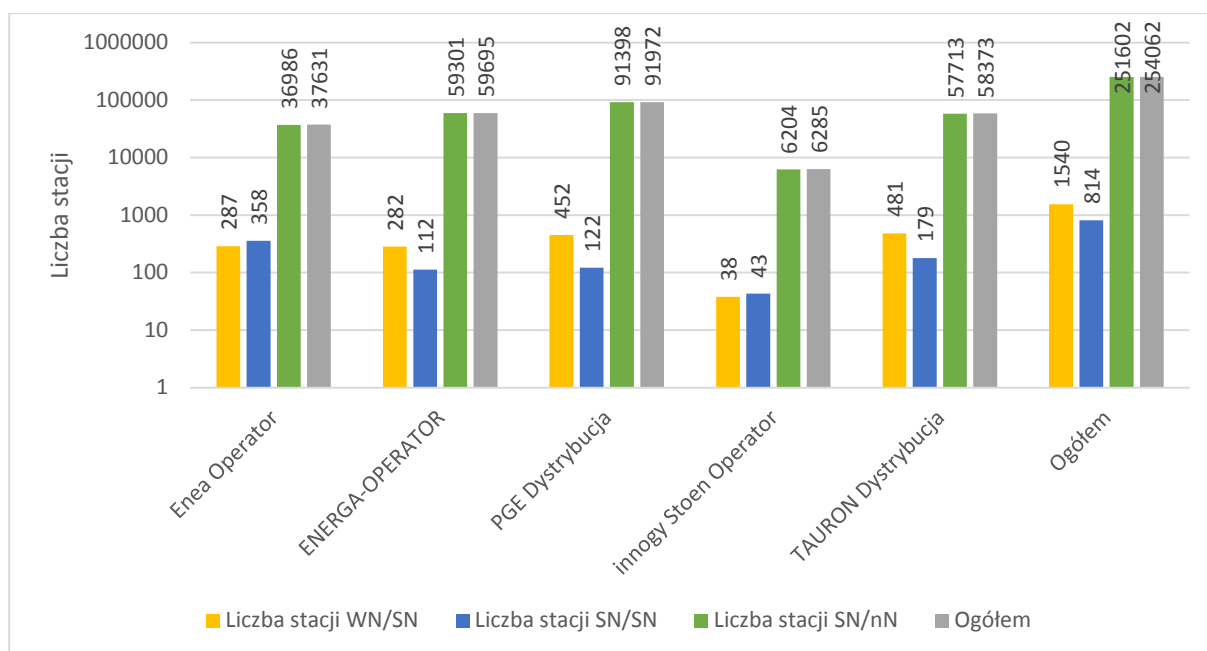


Rysunek 2.5. Podział linii SN i nN ze względu na budowę (opracowano na podstawie [11]).

O rozmiarze majątku sieciowego, który wykorzystują Operatorzy świadczy również liczba stacji elektroenergetycznych. Ich liczba, parametry i stan wyposażenia mają decydujący wpływ nie tylko na bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego, ale również na liczbę i długość przerw w dostawie energii elektrycznej w stanach awaryjnych oraz możliwości dołączania nowych odbiorców i dostawców energii elektrycznej. Na rysunku 2.6 i 2.7 zestawiono liczbę stacji elektroenergetycznych o różnych poziomach napięć, należących do Polskich Sieci Elektroenergetycznych oraz do największych OSD.



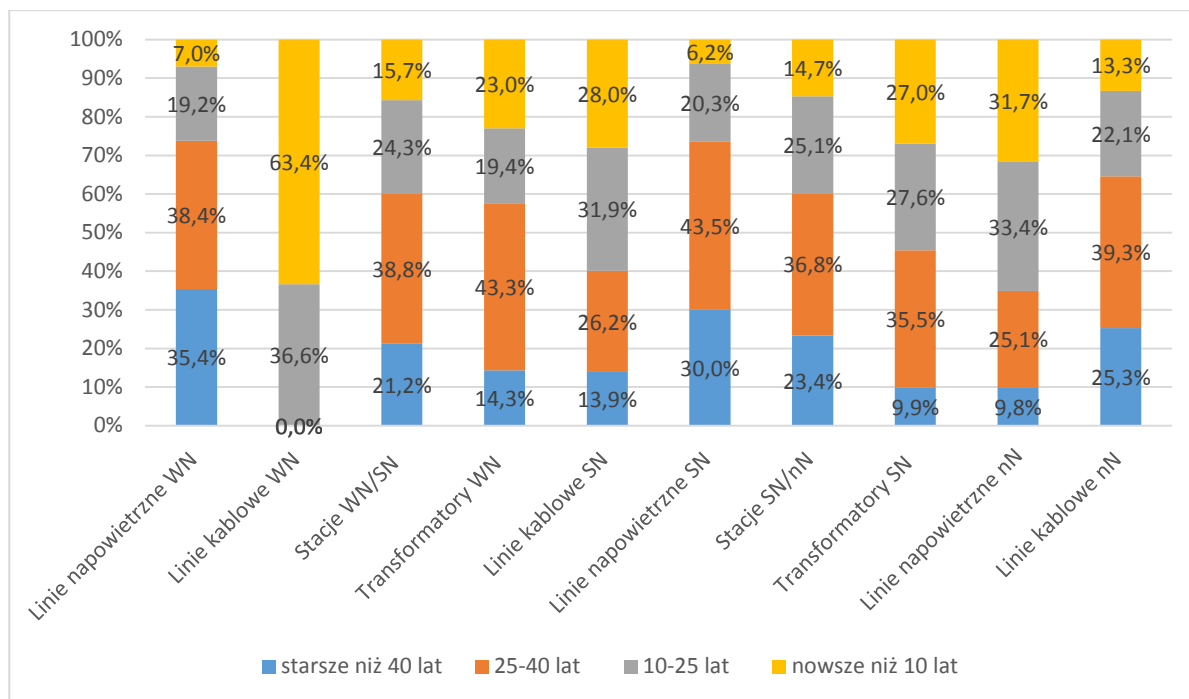
Rysunek 2.6. Łączna liczba stacji najwyższych napięć – należących do PSE (opracowano na podstawie [3]).



Rysunek 2.7. Łączna liczba stacji wysokich i średnich napięć – należących do największych krajowych Dystrybutorów (opracowano na podstawie [3]).

Zdecydowana większość stacji, a tym samym transformatorów elektroenergetycznych jest własnością OSD. Wśród stacji należących do OSD ponad 99% to stacje SN/nN – służące do przetwarzania i rozdziału energii elektrycznej przesyłanej przy pomocy sieci średniego napięcia na energię elektryczną niskiego napięcia.

Stan techniczny infrastruktury energetycznej oceniany jest zarówno pod względem zaawansowania technicznego i technologicznego, jak i pod względem zużycia wynikającego z wieloletniej eksploatacji. Obydwa wymienione kryteria oceny ściśle wiążą się ze sobą, ponieważ budowa nowych lub modernizowanie wyeksploatowanych elementów sieci elektroenergetycznej wykonywana jest przy wykorzystaniu nowoczesnych, nierzadko innowacyjnych rozwiązań technicznych. Inwestycje prowadzone w sieciach elektroenergetycznych nie wynikają jedynie z konieczności zastępowania starych czy uszkodzonych urządzeń, ale przede wszystkim wpisują się w wieloletni plan modernizacji sieci elektroenergetycznych, mający na celu jej dostosowanie do potrzeb zwiększonego zużycia energii elektrycznej oraz zmiany modelu sterowania siecią elektroenergetyczną. Strukturę wiekową poszczególnych elementów elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych przedstawia poniższy wykres [11].



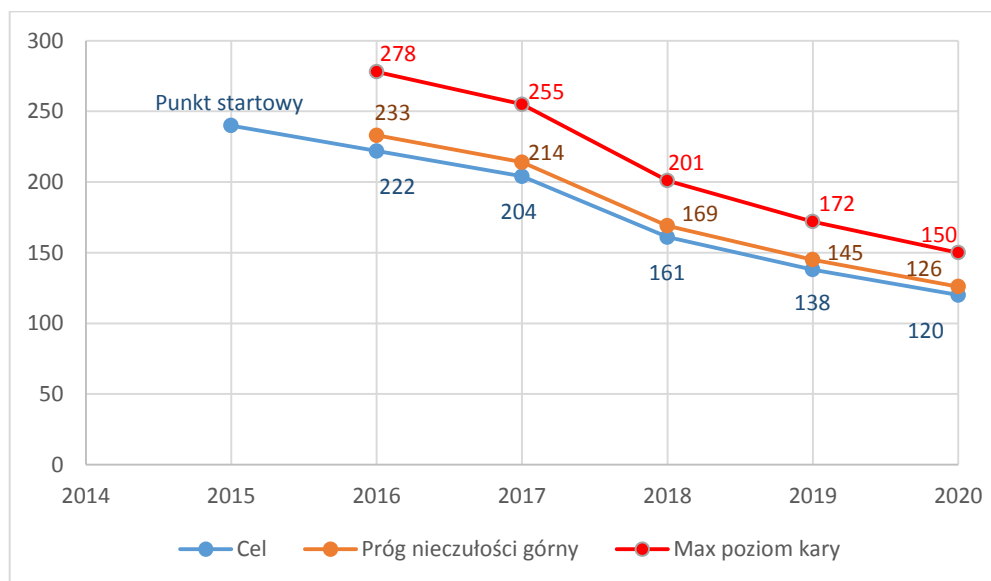
Rysunek 2.8. Struktura wiekowa podstawowych elementów sieci dystrybucyjnych (opracowano na podstawie [11]).

Na podstawie zaprezentowanych danych można stwierdzić, że w sieci dystrybucyjnej mamy do czynienia ze starzejącą się infrastrukturą, powodującą pogorszenie się stanu technicznego linii i stacji elektroenergetycznych. Największy stopień zużycia cechuje linie napowietrzne WN i SN. Ponad 70% tych linii wybudowano ponad ćwierć wieku temu i od tamtego czasu w większości przypadków nie były wymieniane lub modernizowane, a jedynie przechodziły wymagane przeglądy i remonty. Podstawowymi przyczynami takiego stanu rzeczy były i są bariery prawne oraz brak odpowiednich środków finansowych. Wiele obiektów elektroenergetycznych nie posiada ustanowionego prawa do służebności na gruntach, na których się znajdują. Utrudnia to prowadzenie prac eksploatacyjnych i praktyczne uniemożliwia przeprowadzenie modernizacji w zakresie wymagającym pozwolenia na budowę. Ustawa o korytarzach przesyłowych pomaga w realizacji nowopowstających linii przesyłowych, ale nie rozwiązuje problemu lokalizacji nowych stacji elektroenergetycznych, do których linie są wprowadzane. Spośród wymienionych grup urządzeń to linie kablowe WN i SN oraz linie napowietrzne nN charakteryzują najlepszym stanem technicznym.

2.3. Obecne i przyszłe wymagania stawiane sieciom elektroenergetycznym

Wymagania stawiane sieciom przesyłowym i dystrybucyjnym wynikają z zapewnienia bezpiecznej, ciągłej i efektywnej dostawy energii elektrycznej do wszystkich odbiorców. W obecnie zmieniającej się strukturze wytwarzania energii elektrycznej, pojawiła się bardzo wyraźna tendencja wzrostu mocy wytwórczych w elektrowniach wykorzystujących odnawialne źródła energii. Tworzą one strukturę rozproszoną na terenie całego kraju, wymagającą najczęściej inwestycji w obrębie sieci elektroenergetycznych SN i WN. Jednak z uwagi na ograniczoną dyspozycyjność takich źródeł energii (często zależną od warunków atmosferycznych), z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, niezachwiana pozostanie dominująca pozycja dużych elektrowni zawodowych, opartych obecnie wyłącznie na paliwach kopalnych. Wspomniany rozwój rozproszonych źródeł energii, wymaga jednak ewolucji istniejących sieci dystrybucyjnych średnich i niskich napięć, zmierzającej do poprawy możliwości ich monitorowania i sterowania. Rozwój systemów automatyki, prowadzony obecnie w szczególności w sieciach dystrybucyjnych, przyczynia się do poprawy parametrów jakości energii elektrycznej i ciągłości zasilania odbiorców. Prowadzone inwestycje w sieciach elektroenergetycznych wynikają również z podjętych w 2015 roku, przez Urząd Regulacji Energetyki (URE), działań zmierzających do wprowadzenia w życie tak zwanej „regulacji jakościowej”. O ile poprzedni model regulacji przyczynił się do osiągnięcia celów ważnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i ograniczenia strat energii, poprzez wspieranie inwestycji sieciowych [17], to nowy model regulacji (obowiązujący przedsiębiorstwa dystrybucyjne od stycznia 2016 r.) ma głównie sprzyjać podniesieniu jakości usług dystrybucyjnych (dla dostawców i odbiorców), przy zachowaniu warunków cenowych tych usług i utrzymaniu na podobnym poziomie inwestycji sieciowych. Przyjęte przez URE cele polegają między innymi na obniżeniu wskaźników przerw w dostarczaniu energii elektrycznej: SAIDI (wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy) i SAIFI (wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw) oraz wskaźnika czasu realizacji przyłączenia odbiorców do sieci – CRP. Od 2018 roku do regulacji jakościowej zostanie wprowadzony również wskaźnik CPD – określający czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych. Wartość poszczególnych wskaźników SAIDI i SAIFI na dany rok, wyznaczana jest dla każdego OSD indywidualnie, na podstawie wartości punktu startowego (wartość wskaźników z roku 2014) oraz założonego planu dochodzenia do końcowych wartości tych wskaźników. Prezes URE założył cele końcowe dla

wskaźników SAIDI oraz SAIFI w 2020 roku jako 50% punktu startowego z roku 2015. Przykładowy wykres wyznaczonego kluczowego wskaźnika efektywności KPI przedstawiono na rysunku 2.9 [3].



Rysunek 2.9. Przykładowy wykres zmian wskaźnika SAIDI w latach 2016-2020 (wyznaczony wg wymagań Prezesa URE).

Zastosowany model regulacji jakościowej ma również za zadanie stymulowanie wprowadzania do elektroenergetyki innowacyjnych rozwiązań umożliwiających optymalizowanie realizowanych inwestycji. Wdrożone rozwiązania mogą przyczynić się do obniżenia sieciowych strat energii, a tym samym do obniżenia emisyjności w elektroenergetyce.

2.4. Kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych

Wyznaczenie kierunków rozwoju sieci elektroenergetycznych, należy rozpatrywać w dwóch obszarach. Inne działania będą kluczowe w sieciach wysokich i najwyższych napięć, a inne w sieciach dystrybucyjnych średnich i niskich napięć.

Operator Systemu Przesyłowego jest odpowiedzialny za bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Z uwagi na to, skupia się on przede wszystkim na podniesieniu niezawodności sieci przesyłowej poprzez zwiększenie zdolności przesyłowych istniejących linii elektroenergetycznych, budowę i modernizację stacji elektroenergetycznych NN oraz budowę transgranicznych połączeń międzysystemowych. Polskie Sieci Elektroenergetyczne w swoich planach kierują się głównie długookresowymi planami rozwoju. Są to między innymi: *Koncepcja Przestrzennego Zagospodarowania Kraju*, *Plany Zagospodarowania Przestrzennego Województw* oraz *Polityka Energetyczna Polski 2050*. Ponadto Operator kieruje się również zawartymi umowami na rozbudowę połączeń transgranicznych oraz umowami przyłączeniowymi, zawartymi z wytwórcami oraz odbiorcami energii elektrycznej podłączonymi do sieci przesyłowej. Będąc członkiem ENTSO-E, PSE musi wdrażać przygotowywany co dwa lata na okres dziesięciu lat *Plan Rozwoju ENTSO-E* (10-year network development plan – TYNDP2016).

Kierując się powyższymi uwarunkowaniami OSP realizuje również zadania wpisujące się w proces transformacji niskoemisyjnej w Polsce. W szczególności dotyczy to planowania rozbudowy sieci umożliwiającej:

- rozwój odnawialnych źródeł energii,
- utrzymanie i rozbudowę źródeł wytwórczych pracujących w oparciu o krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego (wyższa sprawność elektrowni węglowych),
- uruchomienie elektrowni jądrowej po roku 2025.

Szczegółowe kierunki działań OSP są sprecyzowane w opublikowanym „*Planie rozwoju zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025*” Polskich Sieci Elektroenergetycznych.

Rozwój sieci wysokiego napięcia zmierza niewątpliwie do wprowadzania w nich elementów tzw. sieci Smart. Można powiedzieć, że na chwilę obecną sieć wysokiego i najwyższego napięcia

jest dość dobrze opomiarowana, monitorowana i nadzorowana. Tego typu rozwiązania wymagają przede wszystkim szybkiego i niezawodnego systemu przesyłania danych. W sieciach wysokiego napięcia umożliwiają to istniejące łącza światłowodowe prowadzone najczęściej w przewodach odgromowych linii NN i WN. Transformacja sieci WN i NN na „sieć inteligentną” odbywa się w sposób ewolucyjny już od wielu lat. Realizuje się to poprzez wprowadzanie, między innymi, nowoczesnych metod monitoringu i ich integrację z istniejącymi systemami sterowania i nadzoru sieci. Tego typu systemy przyczyniają się nie tylko do dodatkowej poprawy bezpieczeństwa pracy sieci, ale również mogą stanowić pomocne narzędzie dyspozytorskie.

Do kierunków rozwoju sieci dystrybucyjnej należy zaliczyć przede wszystkim:

- Działania zmierzające do zmniejszania strat energii w transformatorach rozdzielczych i sieciach dystrybucyjnych;

Konieczność stosowania transformatorów o większej sprawności wynika z dążenia do ograniczania strat powstających na etapie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej oraz nakazu zawartego w Rozporządzeniu Komisji Unii Europejskiej nr 548/2014 z dnia 21 maja 2014 roku wprowadzającego ograniczenie maksymalnego poziomu strat jałowych P_0 i obciążeniowych P_k w nowo instalowanych transformatorach dystrybucyjnych. Z rozporządzenia tego wynika, że od 1 lipca 2015 roku możliwe jest instalowanie transformatorów klasy energetycznej A_0C_k , a od 1 lipca 2021 roku transformatorów o stratach stanu jałowego zmniejszonych o 10% w stosunku do klasy A_0 i o stratach obciążeniowych klasy A_k . W odniesieniu do transformatorów mocy (powyżej 3150 kVA), rozporządzenie to określa minimalne wartości sprawności (PEI – Peak Efficiency Index).

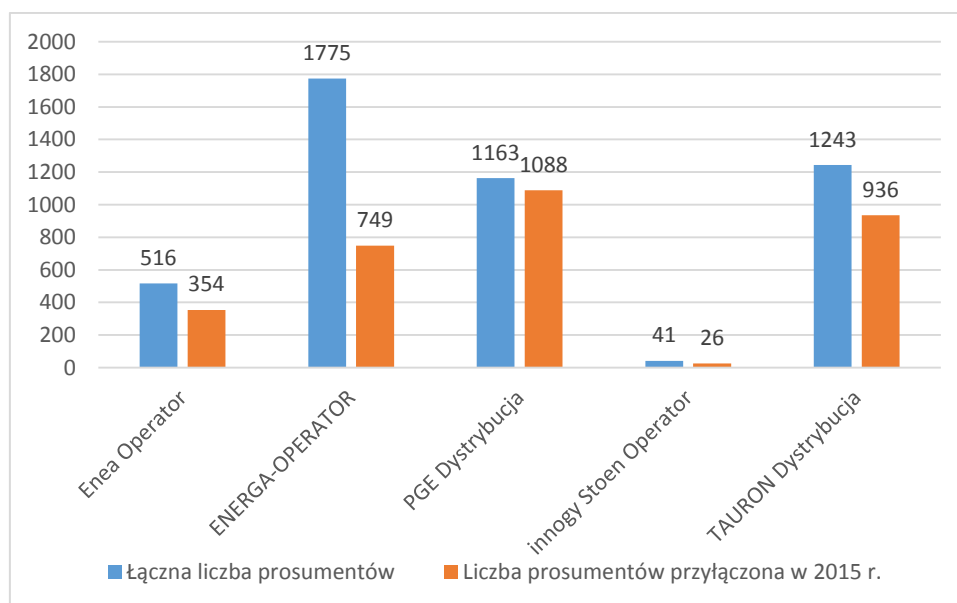
- Przystosowanie sieci SN i nN do zwiększenia nasycenia lokalnymi źródłami energii (w tym OZE) oraz współpracy z prosumentami;

Rozbudowa sieci w tym zakresie odbywa się obecnie w sposób skoordynowany lokalnie, w miarę powstawania źródeł wytwórczych na danym terenie. Małe i średnie rozproszone elektrownie nie wpływają znacząco pracę na sieci dystrybucyjnych. Jeżeli jednak zostanie wprowadzona konieczność sterowania pracą tych źródeł i lokalnego bilansowania mocy przez OSD, może to stanowić dla nich pewne wyzwanie.

- Dostosowanie sieci SN i nN do możliwości bilansowania lokalnego;

Integracja pracy źródeł rozproszonych z prosumentami i okolicznymi odbiorcami energii elektrycznej, a także tworzenie tak zwanych klastrów energetycznych, jest na chwilę obecną

koncepcją, której urzeczywistnienie będzie niewątpliwie wymagało rozwiązania szeregu problemów praktycznych. Jednak bilansowanie lokalnych obszarów zaoferuje szereg korzyści dla wszystkich zainteresowanych stron. Może między innymi spowodować odciążenie sieci elektroenergetycznej, zmniejszenie strat przesyłowych, podniesienie sprawności sieci i uzyskanie wyższej efektywności energetycznej oraz ograniczenie lub odsunięcie w czasie inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną i wielkoskalowe źródła energii. Na chwilę obecną nie ma możliwości budowania obszarów lokalnego bilansowania z uwagi na brak opracowanych procedur i niezbędnych systemów sterowania. Ze względu na dążenie do poprawy ciągłości zasilania oraz biorąc pod uwagę rosnącą liczbę prosumentów (rys. 2.10.), takie rozwiązania mogą się okazać potrzebne. W związku z tym celowym byłoby stworzenie ram prawnych koniecznych do ich wprowadzenia.



Rysunek 2.10. Liczba prosumentów podłączonych do sieci dystrybucyjnych
(opracowano na podstawie [3]).

- Rozwój łączności i niezawodnych systemów przesyłania danych jako niezbędnego elementu systemu sterowania i zarządzania pracą sieci;

Jest to warunek konieczny dla budowy „sieci inteligentnych”. Niestety w zakresie średnich i niskich napięć do łączności wykorzystywana jest głównie sieć telefonii komórkowej, charakteryzująca się okresowymi opóźnieniami w przesyłaniu informacji. O ile sprawdza się ona w zakresie bilansowania, czy zdalnego odczytu danych, to nie jest wystarczająca w zakresie elementów „sieci inteligentnej”, wymagających przesyłania danych w czasie

rzeczywistym (np. integracja działania zabezpieczeń). Konieczne wydaje się opracowanie i aplikacja do sieci SN i nN niezawodnej i szybkiej technologii łączności.

- Wprowadzanie tak zwanej automatyki rozproszonej oraz łączników sterowanych w głębi sieci SN;

Obecnie jest to rozwiązanie często stosowane w sieci SN, jednak jego funkcjonalność może być w przyszłości znacząco rozszerzona poprzez większe nasycenie sieci tego typu łącznikami i powiązanie ich ze sobą nadrzędnym systemem sterującym. System taki może się przyczynić do znaczącego skrócenia przerw w zasilaniu w sytuacjach awaryjnych, ułatwić lokalizację uszkodzeń i stanowić narzędzie do ograniczania strat sieciowych przez wybór optymalnych punktów podziału sieci SN.

- Wprowadzenie na szeroką skalę inteligentnych systemów pomiarowych (ang. AMI);

Obecnie wielu OSD wprowadza te rozwiązania w sposób masowy, mając na uwadze ich przyszłe wykorzystanie (tab. 4.1 poz. 2, 5, 7, 15, 16, 24), nie tylko do zdalnych odczytów zużycia energii elektrycznej przez konsumentów, ale również do poprawy sprawności poprzez redukcję strat handlowych, zarządzanie popytem, poprawę zarządzania obciążeniami i mocą bierną, redukcję emisji gazów cieplarnianych poprzez wyrównanie tzw. "szczytów obciążenia", integrację OZE i zasobników energii, integrację z systemem elektroenergetycznym pojazdów elektrycznych (Vehicle-to-Grid). Z szerokiego zastosowania zaawansowanych systemów pomiarowych mogą wynikać również korzyści dla odbiorców energii elektrycznej w postaci: zmniejszenia ilości i czasu trwania przerw w zasilaniu, poprawy jakości energii, umożliwienia obniżenia kosztów energii. Wymagać to będzie jednak wprowadzenia bardziej elastycznych taryf opłat za energię elektryczną i usługi dystrybucyjne.

2.5. Gotowość OSD do realizacji zadań w zakresie elektromobilności

We wrześniu 2016 r. Ministerstwo Energii przyjęło Plan Rozwoju Elektromobilności, który ma przyczynić się do umacniania wzrostu gospodarczego Polski. Plan zakłada, że do 2025 r. po polskich drogach jeździć będzie milion samochodów elektrycznych, uwzględnia także kwestię elektryfikacji transportu publicznego. W 2020 r. w Polsce zarejestrowanych powinno być już ok. 75 tys. pojazdów elektrycznych, z czego 70% w aglomeracjach i obszarach gęsto zaludnionych. W 2025 r. we flocie wykorzystywanej przez administrację publiczną, pojazdów elektrycznych miałyby być już połowa. Realizacja planu wpisuje się w przyjęty przez rząd Plan Odpowiedzialnego Rozwoju. 19 października 2016 r. PGE, Energa, Enea oraz Tauron powołały w spółkę ElectroMobility Poland, która ma przyczynić się do realizacji tego planu.

Duże spółki dystrybucyjne już od kilku lat, prowadzą we własnym zakresie badania dotyczące rozwoju elektromobilności w Polsce. W większych miastach są budowane i oddawane do użytku pilotażowe stacje ładowania pojazdów elektrycznych. Korzystanie z nich jest na razie bezpłatne, lecz w przyszłości, gdy pojazdy elektryczne staną się bardziej popularne, niewątpliwie będą stanowiły fragment działalności biznesowej spółek dystrybucyjnych. Z kierunków obecnie prowadzonych badań wynika, że Operatorzy nastawiają się na lokalizację stacji ładowania w dużych aglomeracjach miejskich i mają na uwadze w szczególności zaspokajanie potrzeb samochodów flotowych i pojazdów komunikacji zbiorowej. Budowa nielicznych miejskich stacji ładowania, nie wpływa znacząco na konieczność rozbudowy sieci elektroenergetycznych. Jednak jeżeli w przyszłości udział pojazdów zasilanych energią elektryczną będzie znaczący, to budowa dużych (wielostanowiskowych) i szybkich stacji ładowania, będzie wymagała istotnej rozbudowy sieci. Przy założeniu, że pojazdy elektryczne będą ładowane także w domach właścicieli, może znacząco wzrosnąć obciążenie sieci zasilających odbiorców komunalnych. Przy dostosowaniu opłat za energię elektryczną, ładowanie mogłoby się odbywać w okresach pozaszczytowych, przyczyniając się do wyrównania przebiegu obciążenia w czasie, a tym samym również do zmniejszenia strat.

Można stwierdzić, m.in. z wypowiedzi publicznych, że spółki dystrybucyjne zdają sobie sprawę z kierunków rozwoju transportu elektrycznego i dostosowywać powinny swoje działania do niepewnej jeszcze dynamiki tych zmian. Z deklaracji OSD oraz zgłoszonych uwag w procesie konsultacji społecznych do dokumentu Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce, można by przypuszczać, że w miarę wzrostu zapotrzebowania, powinna być rozwijana infrastruktura

elektroenergetyczna, niezbędna do zaspokojenia potrzeb oraz tworzone nowe usługi z tym związane. Należy oczywiście te deklaracje monitorować.

3. Stan przygotowania polskich sieci elektroenergetycznych do aplikacji rozwiązań typu SMART

3.1. Projekty pilotażowe prowadzone na terenie Polski w zakresie „inteligentnych sieci”

Pojęcie „smart grid” jest bardzo pojemne, a w związku z tym różne projekty realizowane w zakresie szeroko pojętego zaopatrzenia w energię elektryczną zawierają w tytule to pojęcie. Zaliczane są tu zarówno projekty typu Home Area Network (HAN), mikro-sieci przemysłowe, inteligentne opomiarowanie (smart metering), jak i zaawansowane systemy sterowania sieciami elektroenergetycznymi. Niezależnie od obszaru i zasięgu oddziaływania, cechą wspólną tych systemów jest wykorzystanie zaawansowanych technologii informatyczno-telekomunikacyjnych, służących do przesyłania informacji o charakterze technicznym (wyniki pomiarów różnych wielkości elektrycznych, sygnały sterujące, itp.) i/lub informacji o charakterze handlowym (zużycie energii, informacje o taryfie itp.).

Celem wprowadzania rozwiązań typu „smart” w elektroenergetyce jest m.in.:

- poprawa bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego,
- poprawa ciągłości dostarczania i jakości energii elektrycznej,
- integracja rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym (w tym źródeł odnawialnych i prosumenckich),
- poprawa efektywności zaopatrzenia w energię elektryczną,
- wdrażanie na szeroką skalę rozwiązań rynkowych, w tym również udziału odbiorców i prosumentów w programach sterowania popytem.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych w Polsce realizują szereg projektów, które w tytule mają pojęcie „smart”. Jako przykłady takich projektów można tu wymienić:

- Smart metering – jedno z pierwszych przedsięwzięć, sprowadzające się do instalacji u odbiorców „inteligentnych” liczników energii oraz systemów łączności umożliwiających dwukierunkową wymianę informacji dotyczących zużycia oraz cen energii. Równolegle w stacjach transformatorowych instalowane są liczniki bilansujące. Główne korzyści z zastosowania smart meteringu po stronie operatorów to obniżenie kosztów odczytu liczników oraz możliwość zmniejszenia strat handlowych. Wprowadzenie bardziej elastycznych taryf opłat

za energię oraz usługi dystrybucyjne i udostępnienie ich w trybie online odbiorcom, może przyczynić się do zmiany ich zachowań w zakresie korzystania z energii elektrycznej, wyrównanie przebiegu obciążenia w czasie prowadzące do obniżenia poziomu obciążenia w strefach szczytowych, a w konsekwencji m.in. do zmniejszenia strat energii w systemie elektroenergetycznym i koniecznego poziomu rezerw mocy. Proces wprowadzania smart meteringu, jak wiadomo nie wszędzie wygląda modelowo i oczywiście znane są również wdrożenia, gdzie np. 3 lata po instalacji liczników klienci nadal nie są przyłączeni do dedykowanej aplikacji, tym bardziej należy kłaść nacisk na właściwą realizację wdrożeń i pełnego wykorzystania zalet Smart Grid-u.

- Mikrosieci (microgrids) – autonomiczne systemy elektroenergetyczne o małej mocy. Pod tym pojęciem rozumie się zbiór powiązanych ze sobą źródeł, odbiorów, a czasem także zasobników energii i przekształtników energoelektronicznych, normalnie przyłączony do sieci elektroenergetyki zawodowej, ale zdolny również do pracy wyspowej. Istotnym elementem, niezbędnym do pracy wyspowej jest układ kontroli i sterowania.

Rozwiązania tego typu są coraz częściej stosowane przez odbiorców wymagających zwiększonej niezawodności zasilania, jako środek zastępujący rezerwowe zasilanie z sieci elektroenergetyki zawodowej. Wynika to z faktu, że koszty realizacji rezerwowego zasilania w całości pokrywa odbiorca, a często są one porównywalne z kosztami budowy mikrosieci, zwłaszcza gdy wykorzystane są odnawialne źródła energii.

W Polsce realizowane są również projekty dotyczące zastosowania rozwiązań opartych na idei mikrosieci w sieciach średniego i niskiego napięcia należących do OSD, zasilających większą liczbę odbiorców. Celem tych projektów jest budowa lokalnych systemów bilansowania. Liderem w realizacji tego typu projektów jest ENERGA Operator S.A. (por. tabela 4.1 w rozdziale 4).

- Pod hasłem „smart grid” realizowanych jest szereg projektów, które tylko częściowo wpisują się w tą ideę. Można tu wymienić m.in. takie przedsięwzięcia jak instalacja rozproszonych systemów automatyki zabezpieczeniowej w sieciach średniego napięcia, budowa cyfrowych systemów łączności, budowa zintegrowanych systemów zarządzania majątkiem sieciowym, badania podatności odbiorców na zmiany taryf opłat za energię elektryczną i usługi dystrybucyjne itp.

Szczegółowy wykaz i analizę projektów realizowanych przez głównych operatorów sieci dystrybucyjnych w Polsce zamieszczono w rozdziale 4.

Istotne znaczenie dla powodzenia działań w zakresie czynnego uczestnictwa odbiorców, prosumentów i właścicieli źródeł rozproszonych we wprowadzaniu rozwiązań typu smart, oprócz rozwiązań problemów technicznych, będzie miało przyjęcie odpowiednich zmian prawnych oraz systemu regulacji.

3.2. Wymagania i kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych konieczne do wprowadzenia

Wymagania i kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych konieczne do wprowadzenia rozwiązań typu *Smart Grids*, są definiowane inaczej w obszarze przesyłania, niż w obszarze dystrybucji energii elektrycznej. W obszarze przesyłania decydujące znaczenie będą miały procesy transformacji niskoemisyjnej w sektorze wytwarzania energii elektrycznej, czego konsekwencją będzie przede wszystkim rozłożone w czasie, sukcesywne ograniczanie roli oraz mocy elektrowni węglowych w krajowym systemie elektroenergetycznym i odtwarzanie potencjału wytwórczego w innych źródłach energii.

Jednym z podstawowych czynników determinujących dotychczasowy rozwój sieci przesyłowych jest geografia wytwarzania i konsumpcji energii elektrycznej. Eksploatowane obecnie elektrownie węglowe, w większości przypadków budowane były możliwie najbliżej miejsca wydobycia paliwa. Pewna swoboda, co do miejsca lokalizacji elektrowni jądrowych czy elektrowni gazowych, może zakłócić dotychczasowy proces rozwoju sieci przesyłowej, zważywszy na ich rolę w dostawie energii elektrycznej, czyli transportu dużych ilości energii na znaczne odległości. Kolejnym istotnym elementem może być rozwój dużych OZE przyłączanych bezpośrednio do sieci przesyłowych. Pojawiają się tu nowe wyzwania dla pracy systemu elektroenergetycznego, związane z przyłączeniem i eksploatacją niestabilnych źródeł, których zdolności wytwórcze uwarunkowane są specyficznymi procesami przemian energetycznych, głównie energii wiatru czy promieniowania słonecznego. Opracowanie efektywnych technologii inteligentnych przesyłowych sieci elektroenergetycznych *Smart Grids*, ma tu kluczowe znaczenie, szczególnie z zastosowaniem systemowych zasobników energii elektrycznej.

Rozpoczęty proces transformacji niskoemisyjnej wyznacza również nowe zadania dla elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Pomimo, że trudno jest obecnie jednoznacznie określić kierunki tego rozwoju, to można założyć, że podstawowym czynnikiem będzie tu zapewne znaczny transfer mocy i zdolności wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym z

elektrowni węglowych do rozproszonych systemów energii elektrycznej, które powstawać będą w oparciu o odnawialne źródła i mikroźródła energii elektrycznej. Podstawowymi wymaganiami i kierunkami rozwoju tych sieci elektroenergetycznych, koniecznymi do wprowadzenia rozwiązań typu *Smart Grids* będą:

- dopracowanie rozwiązań technicznych w zakresie przyłączania źródeł rozproszonych, szczególnie mikroźródeł do sieci niskich napięć,
- opracowanie rozwiązań prawnych i ekonomicznych procesu przyłączenia oraz sterowania pracą źródeł rozproszonych,
- wdrożenie technologii lokalnych zasobników i mikrozasobników energii elektrycznej,
- gotowość Operatorów Systemów Dystrybucyjnych do realizacji szeregu zadań i pełnienia funkcji, takich jak:
 - rozwój sieci dystrybucyjnych;
 - przyłączanie do sieci średniego i niskiego napięcia źródeł rozproszonych;
 - rozwój telekomunikacji w sieciach dystrybucyjnych, przede wszystkim średnich i niskich napięć;
 - rozwój inteligentnego opomiarowania sieci dystrybucyjnych, w tym wdrażania rozwiązań AMI;
 - rozwój automatyzacji sieci dystrybucyjnych;
 - rozwój odpowiednich systemów informatycznych;
 - prowadzenie bilansowania lokalnego (tzw. *local dispatching*) z dużym udziałem klastrów z ich własnym bilansowaniem energii elektrycznej (tzw. *selfdispatchingiem*);
 - pełnienie funkcji BRP (Balance Responsible Party) dla rozwijającej się grupy prosumentów;
 - współpraca z agregatorami typu wirtualne elektrownie;
 - realizacja zadań w zakresie elektromobilności.

Należy ponadto wskazać, że spodziewany w przyszłości znaczny transfer zdolności wytwórczych do systemów rozproszonych, przyłączanych do sieci dystrybucyjnych średnich i niskich napięć, przy realizacji w praktyce wyżej wymienionych postulatów, może przyczynić się do ograniczania roli sieci przesyłowych.

4. Kluczowe projekty w obszarze przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej

Na podstawie raportu PTPiREE pt. *Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna* (Poznań, październik 2016) [4], opracowanego w oparciu o dane z roku 2015, można stwierdzić, że do roku 2018 zrealizowanych zostanie (bądź już zostało zrealizowanych) 28 projektów, uznanych przez operatorów za kluczowe w obszarze przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej. Przedstawione w tabeli 4.1 dane dotyczą pięciu najważniejszych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD):

- 1) Enea Operator Sp. z o.o.
- 2) ENERGA-OPERATOR SA
- 3) innogy Stoen Operator Sp. z o.o.
- 4) PGE Dystrybucja S.A.
- 5) TAURON Dystrybucja S.A.

oraz Operatora Systemu Przesyłowego (OSP):

- 6) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Tabela 4.1. Kluczowe projekty w obszarze przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej realizowane przez OSD i OSP (opracowano na podstawie *Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna*. Raport PTPiREE, Poznań, październik 2016)

Lp.	Operator	Tytuł projektu	Obszar	Cel i efekty
1	2	3	4	5
1	ENEA OPERATOR (OSD)	<i>Program poprawy niezawodności</i>	zarządzanie i eksploatacja	poprawa wskaźników niezawodności i obniżenie awaryjności sieci elektroenergetycznej na wszystkich poziomach napięć

1	2	3	4	5
				przyszła redukcja kosztów operacyjnych związanych z zarządzaniem i eksploatacją infrastruktury sieciowej
2	ENEA OPERATOR (OSD)	<i>Program rozwoju rozwiązań sieci inteligentnych (AMI)</i>	inteligentne opomiarowanie	rozwój i wdrożenie inteligentnego opomiarowania
3	ENERGA OPERATOR (OSD)	<i>Smart Toruń</i>	inteligentne sieci elektroenergetyczne	pilotażowe wdrożenie inteligentnej sieci elektroenergetycznej aplikacja technologii inteligentnych sieci oraz urządzeń współpracujących i współtworzących sieć Smart Grid, instalowanych również po stronie uczestników przyłączonych do sieci
4	ENERGA OPERATOR (OSD)	<i>Budowa lokalnego obszaru bilansowania jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego</i>	inteligentne sieci elektroenergetyczne	zintegrowane zarządzanie zasobami energetycznymi systemu elektroenergetycznego zwiększenie zdolności przełączanie do sieci rozproszonych źródeł energii elektrycznej poprawa efektywności energetycznej poprawa efektywności finansowej funkcjonowania sieci

1	2	3	4	5
				poprawa niezawodności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej pośrednio – ograniczenie emisji CO₂
5	ENERGA OPERATOR (OSD)	<i>Zintegrowane rozwiązania AMI i Smart Grid w stacjach transformatorowych SN/nn</i>	inteligentne sieci elektroenergetyczne	zaawansowana automatyzacja i sterowanie siecią elektroenergetyczną akwizycja sygnałów i danych pomiarowych z czujników zainstalowanych w głębi sieci oraz danych pomiarowych AMI rozwój technologiczny elementów składowych
6	ENERGA OPERATOR (OSD)	<i>Projekt UPGRID – miejska sieć przyszłości</i>	inteligentne sieci elektroenergetyczne	zbadanie wybranych technologii w zakresie możliwości poprawy niezawodności i optymalizacji pracy sieci SN/nn pilotażowe wdrożenie demonstracyjne na wybranym obszarze miasta Gdynia
7	ENERGA OPERATOR (OSD)	<i>Energia na oszczędzanie</i>	inteligentne opomiarowanie	sprawdzenie skłonności odbiorców do oszczędzania energii elektrycznej

1	2	3	4	5
				badania skłonności wybranych odbiorców do oszczędności w zużyciu energii elektrycznej, jako efektu instalacji tzw. inteligentnych liczników energii elektrycznej
8	ENERGA OPERATOR (OSD)	<i>Wdrożenie cyfrowego systemu łączności trankingowej w standardzie TETRA</i>	telekomunikacja	zapewnienie bezpie- cznej i niezawodnej komunikacji głosowej pomiędzy dyspozyto- rami a brygadami realizującymi prace na sieci elektroenerge- tycznej oraz do sterowania elementami sieci za pośrednictwem aplikacji SCADA
9	ENERGA OPERATOR (OSD)	<i>System obsługi sprzedaży</i>	zarządzanie i eksploatacja	wdrożenie dedyko- wanego, w pełni samodzielnego systemu bilingowego, przeznaczonego do obsługi umów, rozliczeń i windykacji
10	INNOGY STOEN OPERATOR (OSD)	<i>Przyłączenie do sieci wysokiego napięcia Laboratorium Aerodynamiki Przepływów Turbinowych „POLONIA AERO”</i>	modernizacja i rozwój sieci elektroenerge- tycznych	przyłączenie do sieci 110 kV dużego i specy- ficznego odbiorcy
11	INNOGY STOEN OPERATOR (OSD)	<i>Białe certyfikaty</i>	efektywność energetyczna	uzyskanie Świadectwa Efektywności Energetycznej

1	2	3	4	5
				poprawa efektywności energetycznej
12	INNOGY STOEN OPERATOR (OSD)	<i>Wymiana transformatorów. Dotacja z działania Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko</i>	efektywność energetyczna	ograniczenie strat energii elektrycznej instalacja nowych transformatorów o niższych stratach i lepszych parametrach technicznych
13	INNOGY STOEN OPERATOR (OSD)	<i>Smart Grids</i>	inteligentne sieci elektroenergetyczne	dostosowanie systemu elektroenergetycznego do podłączenia mikroźródeł energii elektrycznej kompleksowa modernizacja istniejącej sieci elektroenergetycznej w celu dostosowania do wymagań technologii Smart Grids uruchomienie projektu pilotażowego
14	PGE DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>Budowa i wdrożenie centralnego systemu technicznego zarządzania majątkiem dystrybucyjnym - TZMD</i>	zarządzanie i eksploatacja	skuteczne i efektywne zarządzanie infrastrukturą sieciową zapewnienie funkcjonalności w obszarze ekonomiczno-finansowym, sterowania siecią, obsługi klienta oraz zarządzania pomiarami

1	2	3	4	5
15	PGE DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>Budowa i wdrożenie inteligentnego systemu pomiarowego (AMI) w Oddziale Białystok i Oddziale Łódź – Miasto</i>	inteligentne opomiarowanie	wdrożenie Systemu AMI, jako kompleksowego rozwiązania obejmującego pomiary rozliczenia oraz mechanizmy interakcji z odbiorcami
16	PGE DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>Opomiarowanie stacji</i>	inteligentne opomiarowanie	monitorowanie parametrów jakości energii elektrycznej dla potrzeb taryfy jakościowej OSD wyposażenie stacji SN/nn w układy pomiarowe w celu monitoringu parametrów jakości
17	PGE DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>Budowa linii elektroenergetycznych stanowiących zasilenie projektowanej stacji 110/15 kV CZOSNÓW</i>	modernizacja i rozwój sieci elektroenergetycznych	wzrost poziomu bezpieczeństwa zasilania poprawa parametrów dostarczanej energii
18	PGE DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>Projekty teleinformatyczne</i>	zarządzanie i eksploatacja	optymalizacja procesów obsługi modernizacja systemów SCADA utworzenie Telefonicznego Centrum Obsługi wdrożenie systemu klasy Enterprise Resource Planning

1	2	3	4	5
				budowa i wdrożenie systemu przyłączania Odbiorców i Źródeł Wytwórczych wdrożenie Centralnego Systemu Zarządzania Flotą Pojazdów
19	PGE DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>Dynamiczne Zarządzanie Zdolnościami Przesyłowymi</i>	inteligentne sieci elektroenergetyczne	optymalizacja pracy sieci elektroenergetycznej współpraca z podmiotami zewnętrznymi w zakresie opracowania i wdrożenia narzędzi systemowego do dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych 400/220/110 kV
20	PGE DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>FDIR – system do automatycznej rekonfiguracji sieci SN</i>	inteligentne sieci elektroenergetyczne	pilotażowe wdrożenie systemu do automatycznej rekonfiguracji sieci SN ograniczenie wskaźnika awaryjności SAIDI skrócenie czasów wykorzystania zespołów Pogotowia Energetycznego do lokalizacji awarii w terenie

1	2	3	4	5
21	PGE DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>PLUTON</i>	zarządzanie i eksploatacja	poprawa efektywności organizacji pracy brygad elektromonterskich wprowadzenie dynamicznego systemu alokacji i monitorowania zadań wprowadzenie systemu zarządzania wynikami i bezpie- czeństwa brygad redukcja przerw w dostawach energii elektrycznej
22	TAURON DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>Modernizacja i roz- budowa rozdzielni 110 kV w Świebodziacach</i>	modernizacja i rozwój sieci elektroenerge- tycznych	zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zwiększenie niezawo- dności i jakości dostaw redukcja oddziaływa- nia na środowisko ograniczenie zajmo- wanej powierzchni terenu i objętości przestrzeni
23	TAURON DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>Kompleksowa przebudowa dwutorowej linii napowietrznej 110 kV relacji Boguszów – Poříčí</i>	modernizacja i rozwój sieci elektroenerge- tycznych	zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zwiększenie możliwości przesyłowych

1	2	3	4	5
				optymalizacja strat technicznych zastosowanie przewodów odgromowych ze światłowodem współpraca operatorów Polski i Czech (linia transgraniczna)
24	TAURON DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>AmiPlus Smart City Wrocław</i>	inteligentne opomiarowanie	dostarczenie odbiorcom narzędzi do skutecznego monitoringu zużycia energii elektrycznej usprawnienie procesu dystrybucji energii elektrycznej instalacji liczników typu AMI oraz odpowiedniego systemu komunikacji możliwość integracji z rozwiązaniami automatyki domowej dostęp do danych przez stronę internetową oraz aplikację mobilną
25	TAURON DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>Zarządzanie majątkiem sieciowym</i>	zarządzanie i eksploatacja	zwiększenie efektywności działania OSD

1	2	3	4	5
				wdrożenie procesów, procedur i techniki zarządzania majątkiem sieciowym, wspieranych przez jednolity system informatyczny
26	TAURON DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>Dynamiczne zarządzanie obciążalności sieci 110 kV</i>	zarządzanie i eksploatacja	wdrożenie systemu monitorowania parametrów mechanicznych i elektrycznych linii 110 kV oraz planowania rozkładu obciążalności podniesienie do dopuszczalnej wartości ilości energii elektrycznej przesyłanej linią elektroenergetyczną
27	TAURON DYSTRYBUCJA (OSD)	<i>System łączności dyspozytorskiej</i>	telekomunikacja	wdrożenie cyfrowego systemu łączności radiowej w standardzie TETRA zwiększenie mobilności brygad pogotowia energetycznego zwiększenie bezpieczeństwa prac na sieciach elektroenergetycznych

1	2	3	4	5
				wzrost stopnia automatyzacji sieci elektroenergetycznych integracja z systemem SCADA
28	PSE POLSKIE SIECI ELEKTRO-ENERGETYCZNE (OSP)	<i>Połączenie Elektroenergetyczne Polska – Litwa</i>	modernizacja i rozwój sieci elektroenergetycznych	budowa połączenia międzysystemowego oraz uzyskanie zdolności przesyłowej dla linii transgranicznej

W ogólnym ujęciu, analizowane projekty pod względem merytorycznym mogą zostać zaklasyfikowane do sześciu grup tematycznych:

1. Modernizacja i rozwój sieci elektroenergetycznych.

W tej grupie tematycznej znajduje się 5 projektów realizowanych przez trzech OSD i OSP. Projekty te, są istotne zarówno dla bieżących, jak i przyszłych potrzeb funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

2. Efektywność energetyczna.

W tej grupie tematycznej znajdują się 2 projekty realizowane przez jednego OSD. Dotyczą one poprawy efektywności energetycznej w wyniku wymiany transformatorów rozdzielczych oraz uzyskania Świadectwa Efektywności Energetycznej.

3. Zarządzanie i eksploatacja.

W tej grupie tematycznej znajduje się 7 projektów realizowanych przez czterech OSD i OSP. Projekty te dotyczą szeroko rozumianych zagadnień nowoczesnego funkcjonowania i zarządzania zarówno przedsiębiorstwem energetycznym, jak i zarządzania oraz eksploatacji majątku sieciowego. Założone cele są wieloaspektowe, i dotyczą różnych zagadnień technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych.

4. Telekomunikacja.

Są to 2 projekty realizowane przez dwóch OSD. Dotyczą one przede wszystkim wdrożenia nowoczesnego, cyfrowego systemu łączności w systemie TETRA. Operatorzy wskazują na liczne efekty, nie tylko związane z niezawodną komunikacją głosową, ale również dotyczące np. możliwości zdalnego sterowania urządzeniami.

5. Inteligentne opomiarowanie.

W tej grupie tematycznej znajduje się 5 projektów realizowanych przez czterech OSD. Dotyczą one przede wszystkim rozwoju i wdrożenia inteligentnego oprogramowania, ale jeden z projektów dotyczy również badania skłonności odbiorców do oszczędzania i zmiany zachowań w zakresie sposobu korzystania z energii elektrycznej (elastyczne taryfy).

6. Inteligentne sieci elektroenergetyczne.

W tej grupie tematycznej znajduje się 7 projektów realizowanych przez czterech OSD. Dotyczą one głównie pilotażowych aplikacji oraz wdrożeń wybranych i częściowych rozwiązań technicznych, które w niedalekiej przyszłości mogą stanowić istotne elementy pełnej realizacji technologii typu *Smart Grids*.

Przeanalizowane projekty stanowią zbiór mocno zróżnicowanych elementów. Daje się w nim wyodrębnić zarówno projekty o charakterze działań doraźnych i niskim stopniu innowacyjności (głównie działania inwestycyjne w zakresie linii i stacji elektroenergetycznych), jak i przedsięwzięcia wybitnie koncepcyjne, dotyczące inteligentnej elektroenergetyki przyszłości. Każdy z projektów ma charakter aplikacyjny, z wyraźnie określonym celem realizacji, sposobem wdrożenia oraz osiąganymi efektami.

Z dokonanej analizy wynika, że realizowane projekty dotyczą kluczowych oraz aktualnych i przyszłościowych problemów elektroenergetyki. Należy uznać, że wszystkie analizowane projekty mają swój, chociaż nie całkiem bezpośredni, udział w procesie transformacji niskoemisyjnej w Polsce. Dotyczy to przede wszystkim projektów z grupy **Efektywność energetyczna**, **Inteligentne opomiarowanie** oraz **Inteligentne sieci elektroenergetyczne**. Należy jednak zauważyć, że realizowane i wdrażane projekty prowadzą do rozwiązań częściowych, które nie zawsze są ze sobą całkowicie z punktu widzenia procesu transformacji sieci elektroenergetycznych w kierunku technologii *Smart Grids*.

5. Rozwój sieci elektroenergetycznych

5.1. Czynniki mające wpływ na rozwój elektroenergetyki

Artykuł 194 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej [1] wyznacza polityce energetycznej UE następujące cele:

- zapewnienie funkcjonowania rynku energii;
- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii;
- wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii;
- wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami elektroenergetycznymi.

Cele te mają być realizowane w duchu solidarności pomiędzy państwami członkowskimi, a Parlament Europejski i Rada ustanawiają środki niezbędne do osiągnięcia tych celów.

Na posiedzeniu Rady Europejskiej w dniach 23-24 października 2014 określone zostały „cele wiążące” na poziomie unijnym, które dotyczą:

- ograniczenia wewnętrznych emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. o co najmniej 40% w porównaniu z poziomem z 1990 r.
- zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii zużywanej w UE do co najmniej 27%,
- poprawy efektywności energetycznej w 2030 w porównaniu z prognozami – cel orientacyjny w wysokości co najmniej 27%.

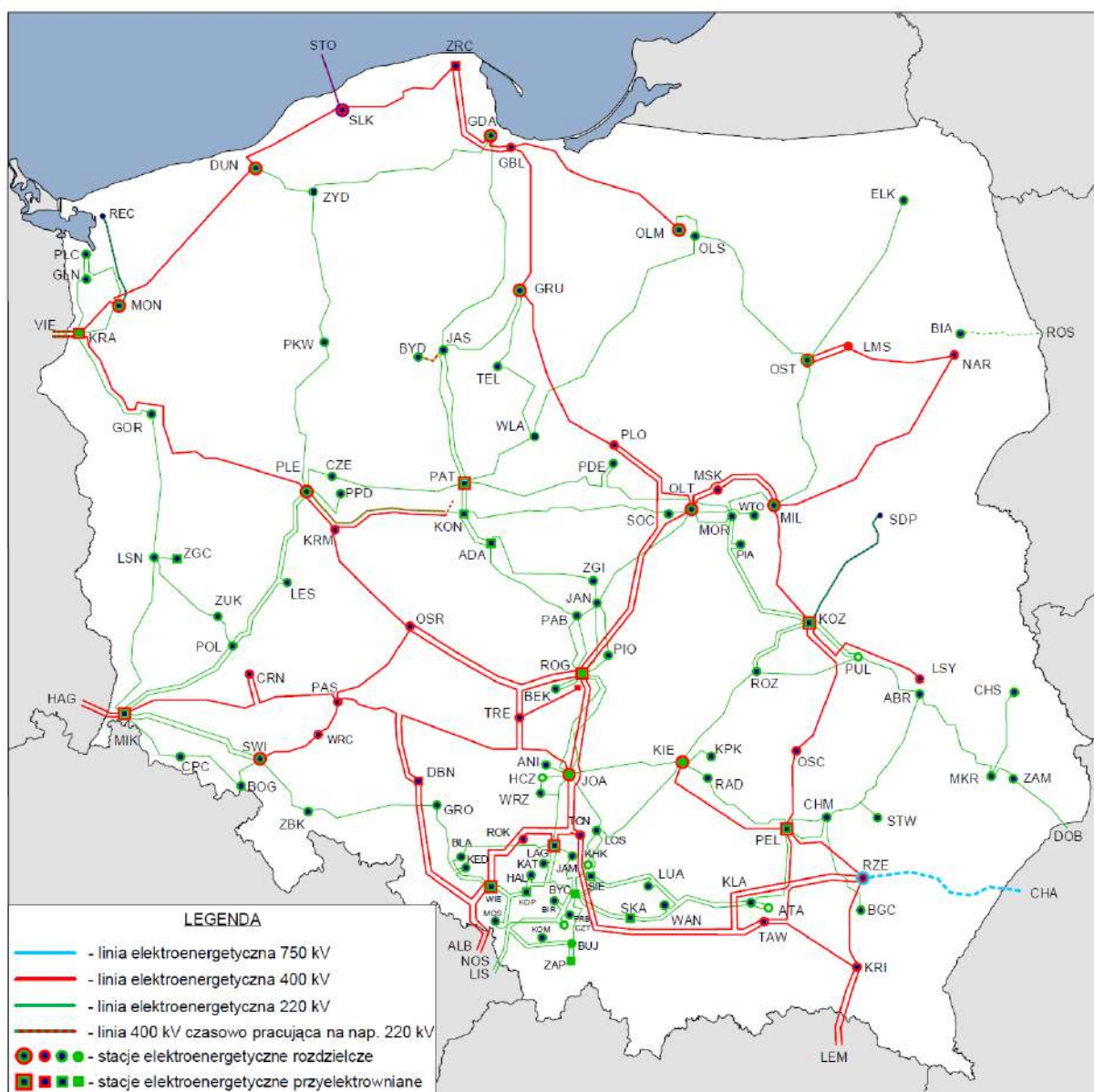
5.2. Sieci przesyłowe

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne (PE) za bieżące i długookresowe funkcjonowanie systemu przesyłowego odpowiedzialny jest operator tego systemu. Funkcję tę pełni przedsiębiorstwo Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Do zadań operatora systemu przesyłowego (OSP) należy m.in.:

- świadczenie wszystkim odbiorcom usług przesyłania energii elektrycznej;
- zapewnienie długookresowego bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej;

- zapewnienie długookresowej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej zarówno w obrocie krajowym jak i transgranicznym;
- prowadzenie ruchu sieciowego w sieci przesyłowej, oraz, przy współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD), koordynowanie pracy części sieci 110 kV;
- eksploatacja, konserwacja i remonty sieci i urządzeń elektroenergetycznych (w tym również połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi);
- współpraca z operatorami innych systemów elektroenergetycznych w celu zapewnienia niezawodnego i efektywnego funkcjonowania oraz koordynacji ich rozwoju;
- dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej oraz przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV jednostek wytwórczych o mocy 50 MW lub wyższej;
- zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami;
- zakup usług systemowych koniecznych do zapewnienia niezawodnego funkcjonowania systemu oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej;
- równoważenie bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE);
- zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie rozliczeń z użytkownikami systemu, które wynikają z niebilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z KSE i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Majątek sieciowy wykorzystywany przez OSP do prowadzenia działalności wg stanu na dzień 30 kwietnia 2015 składał się z 104 stacji oraz 253 linii elektroenergetycznych najwyższych napięć (NN). Schemat sieci przesyłowej wg stanu na dzień 30 kwietnia 2015 jest pokazany na rysunku 5.1 [2].



Rysunek. 5.1. Schemat krajowej sieci przesyłowej wg stanu na dzień 30 kwietnia 2015 zaczerpnięto z [2]

Realizując postanowienia zawarte w nowelizacji (z dnia 26 lipca 2013) ustawy Prawo energetyczne operator sieci przesyłowej opracował i przedstawił do zatwierdzenia plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2016-2025 [2]. Przedstawiony plan uwzględnia uwarunkowania i potrzeby wynikające z:

- koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju (KPZK) przyjętej uchwałą Rady Ministrów z dnia 13.12.2011 (i zatwierdzoną przez Sejm RP na posiedzeniu w dniu 15.06.2012).
- planów zagospodarowania przestrzennego województw (PZPW);

- Polityki Energetycznej Polski 2030 (PEP 2030) i projektu PEP 2050, a w szczególności:
 - ✓ rozwój odnawialnych źródeł energii,
 - ✓ utrzymanie i rozbudowa źródeł wytwórczych wykorzystujących krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego;
- 10-letniego planu rozwoju ENTSO-E TYNDP 2014, w tym:
 - ✓ Projektu 94 „GerPol Improvements”,
 - ✓ oraz Projektu 58 „GerPol Power Bridge”, których celem jest zwiększenie transgranicznych zdolności przesyłowych na granicy z Niemcami, Czechami i Słowacją,
 - ✓ Projektu 59 „LitPol Link Stage I i Stage II”, których celem jest umożliwienie wymiany mocy pomiędzy Państwami Bałtyckimi (Litwa, Łotwa i Estonia), a Europą Kontynentalną
- umów dotyczących połączeń transgranicznych, w tym:
 - ✓ instalacja przesuwników fazowych na liniach Krajnik – Vierraden i Mikułowa – Hagenwerder,
 - ✓ Budowa 3 połączenia elektroenergetycznego Polska-Niemcy;
- realizacji umów przyłączeniowych oraz określonych warunków przyłączenia do sieci przesyłowej, w tym m.in.:
 - ✓ przyłączenie konwencjonalnych jednostek wytwórczych o mocy 13 091 MW,
 - ✓ przyłączenie OZE o mocy 8 067 MW;

Szczegółowe informacje dotyczące lokalizacji, typu i mocy źródeł oraz terminu ich przyłączenia są zawarte w [2] w tabeli 3.6.1;

- realizacji innych zobowiązań, w tym uzgodnień z operatorami sieci dystrybucyjnych dotyczących wzmocnienia istniejących oraz budowa nowych stacji energetycznych sprzęgających sieć przesyłową 400 i 220 kV z siecią dystrybucyjną 110 kV. W ramach zawartych porozumień powstanie 7 nowych stacji energetycznych oraz 4 stacje wynikające z prowadzonych uzgodnień;

Szczegółowy wykaz zamierzeń i zadań inwestycyjnych planowanych do realizacji w okresie 2015 – 2025 jest przedstawiony w rozdziale 5 Planu rozwoju sieci przesyłowej (tabele 5.1 i 5.2 w [2]).

Na realizację programu rozwoju sieci przesyłowej przewidziano nakłady inwestycyjne (w cenach stałych z 2015 roku) w wysokości:

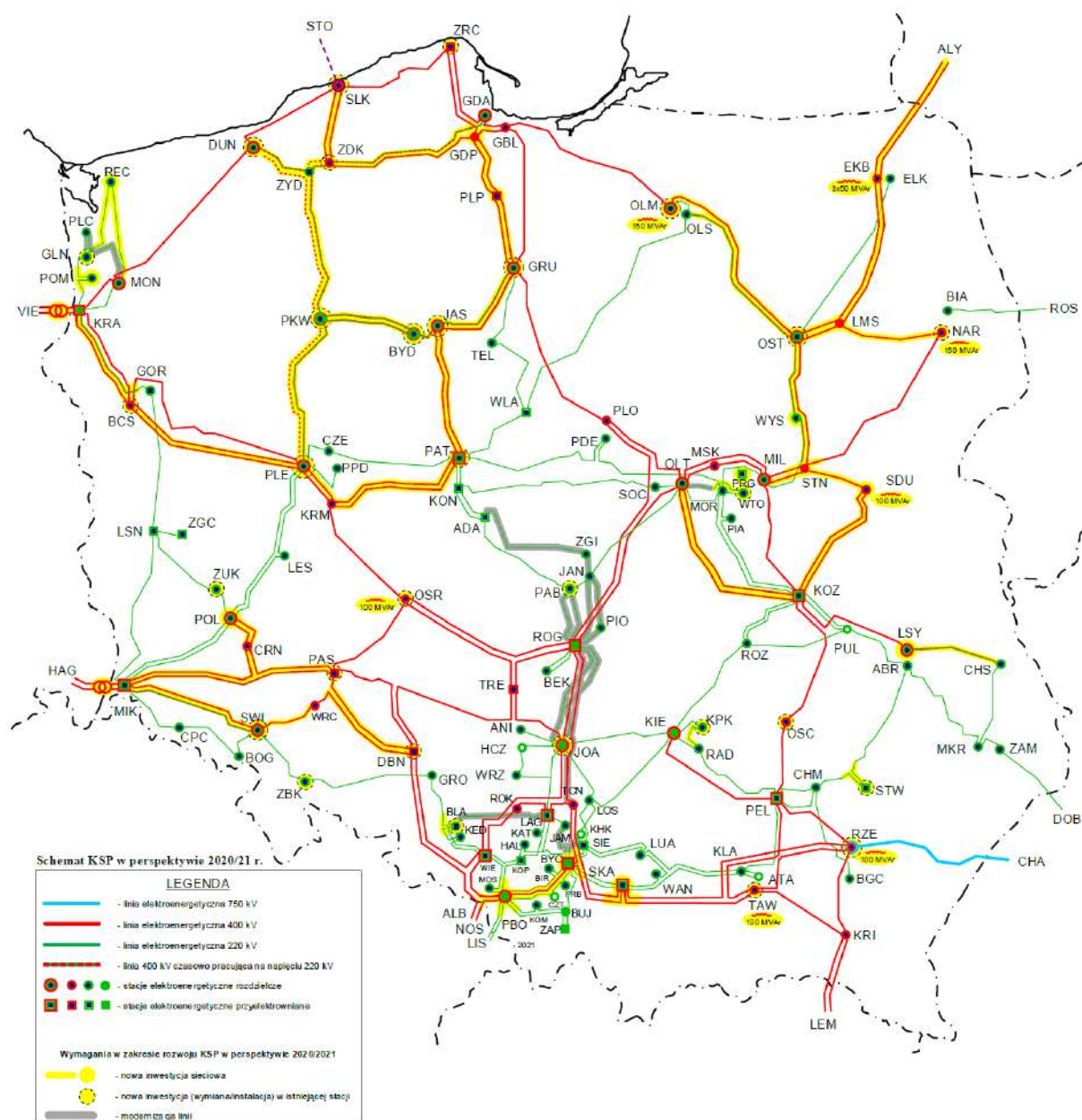
- 7 080 mln zł w latach 2016 do 2020 (w tym 5 491 mln zł na budowę i rozbudowę obiektów sieci przesyłowej);
- 6 434,7 mln zł w latach 2021 do 2025 (z czego 4 294,5 mln zł na budowę i rozbudowę obiektów sieci przesyłowej).

Suma planowanych nakładów w latach 2016 do 2025 wyniesie 13 514,7 mln zł z czego 9 785,6 mln zł na budowę i rozbudowę obiektów sieci przesyłowej.

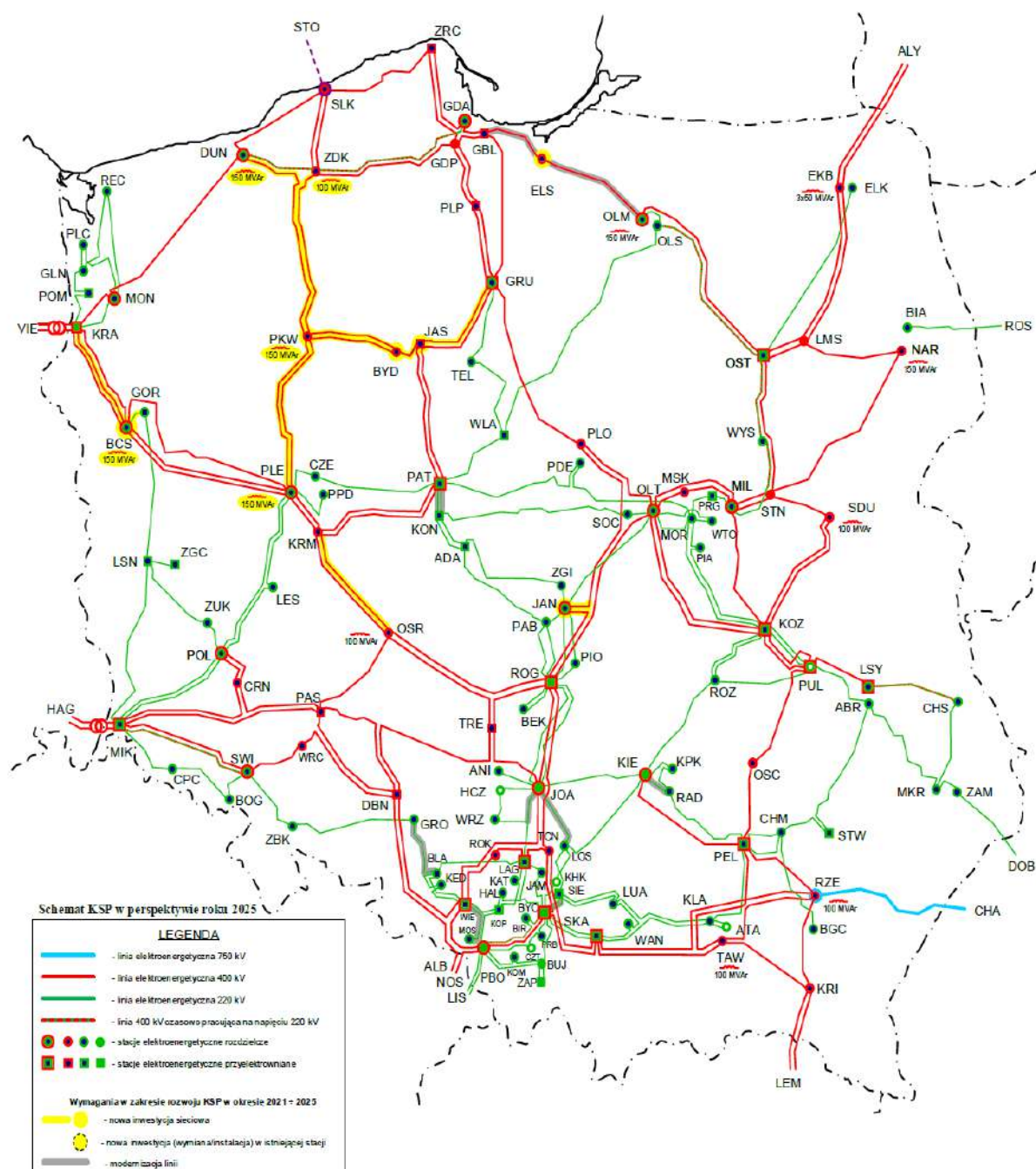
Realizacja zamierzeń rozwojowych w zakresie sieci przesyłowej przedstawionych w planie na lata 2016÷2025, w połączeniu z przewidywanym rozwojem sektora wytwórczego w istotny sposób zmieni strukturę sieci i rozkład mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. W roku 2025 w stosunku do roku 2015 nastąpi:

- ✓ przyrost długości linii 400 kV o 4 280 km;
- ✓ redukcja długości linii 220 kV o 1 156 km;
- ✓ zwiększenie zdolności transformacji pomiędzy poszczególnymi poziomami napięć:
 - 400/220 kV – przyrost o 4 170 MVA;
 - 400/110 kV – przyrost o 8 340 MVA;
 - 220/110 kV – przyrost o 2 265 MVA;
- ✓ zwiększenie zdolności regulacyjnych w zakresie mocy biernej.

Schemat sieci przesyłowej uwzględniający inwestycje planowane do zakończenia w latach 2020/21 przedstawiono na rysunku 5.2, a schemat tej sieci uwzględniający inwestycje przewidziane do zakończenia do końca roku 2025 na rysunku 5.3.



Rysunek 5.2. Schemat sieci przesyłowej 400 i 220 kV po zrealizowaniu inwestycji planowanych do zakończenia do końca w latach 2020/21 [2].



Rysunek 5.3. Schemat sieci przesyłowej 400 i 220 kV po zrealizowaniu inwestycji planowanych do zakończenia do końca roku 2025 [2].

Realizacja zamierzeń inwestycyjnych w zakresie sieci przesyłowych przedstawionych w planie rozwoju [2] zapewni realizację celów wytyczonych w Polityce Energetycznej Polski oraz wynikających wymagań UE i uzgodnień z operatorami sąsiednich systemów elektroenergetycznych, a w szczególności:

- Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego;
- Przyłączenie źródeł konwencjonalnych i odnawialnych do sieci;

- Wymianę energii z sąsiednimi krajami;
- Poprawę efektywności przesyłania energii, w tym zmniejszenie strat przesyłowych;
- Ograniczenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery;

5.3. Sieci dystrybucyjne

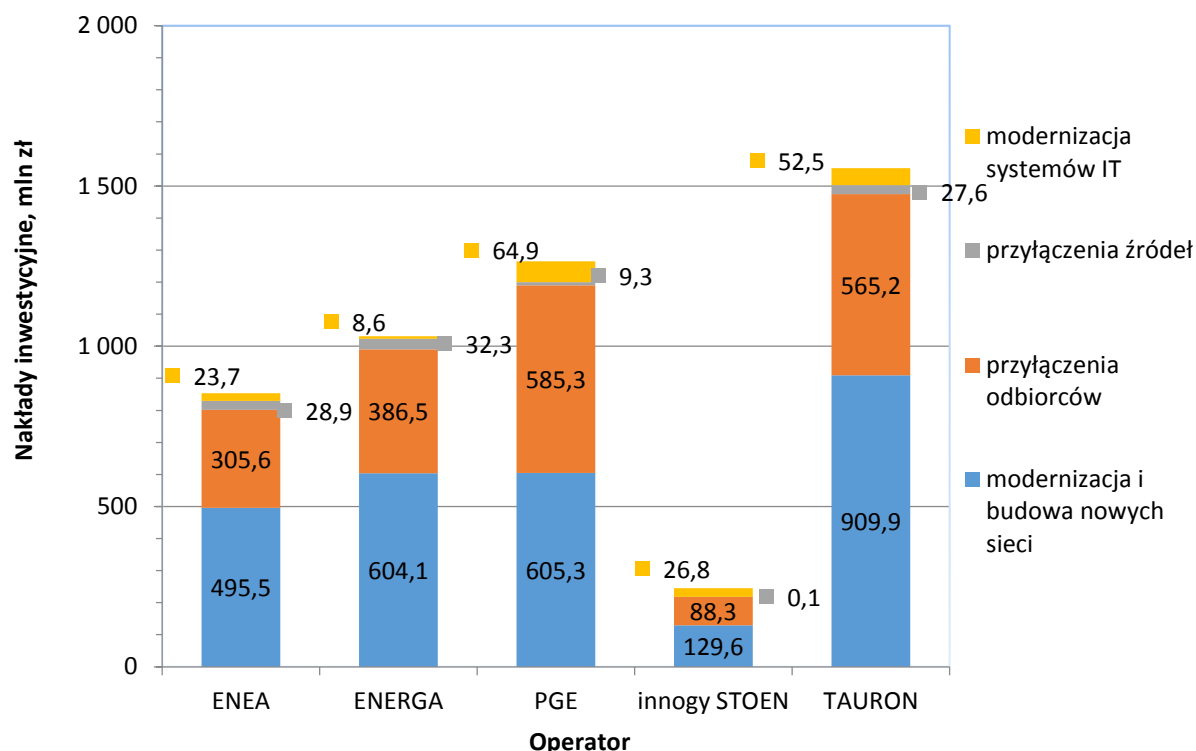
Operatorzy sieci dystrybucyjnych, są również zobowiązani do opracowywania planów rozwoju sieci i przedkładania ich do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Plany te w zakresie sieci 110 kV są uzgadniane z operatorem sieci przesyłowej. Ze względu na dużą liczbę elementów o różnych poziomach napięć, szczegółowe plany rozwojowe nie są publicznie dostępne. Według informacji zawartych w [4], przedsiębiorstwa energetyczne (łącznie z PSE), planują do 2019 roku zainwestować w infrastrukturę sieciową ponad 41 miliardów złotych, przy czym zdecydowana większość środków zostanie przeznaczona na budowę, rozbudowę, modernizację i odtworzenie majątku sieciowego.

Wobec braku szczegółowych informacji dotyczących rozwoju elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych, o ich rozwoju można wnioskować na podstawie rocznych raportów z realizacji planów rozwojowych. Poniżej na podstawie raportu PTPIREE [3], zawierającego informacje o zrealizowanych w 2015 roku inwestycjach w zakresie sieci dystrybucyjnych przedstawiono informacje o zmianach w zakresie infrastruktury energetycznej pięciu głównych operatorów sieci dystrybucyjnych.

W tabeli 5.1 zestawiono informacje dotyczące poniesionych w 2015 roku nakładów inwestycyjnych, a strukturę tych nakładów ilustruje rysunek 5.4.

Tabela 5.1. Nakłady inwestycyjne poniesione w roku 2015 przez operatorów sieci elektroenergetycznych (opracowano na podstawie [3])

Operator	Nakłady inwestycyjne w 2015 roku [mln zł]					
	modernizacja i budowa nowych sieci	przyłączenia odbiorców	przyłączenia źródeł	modernizacja systemów IT	inne	łącznie
ENEA	495,5	305,6	28,9	23,7	67,8	921,5
ENERGA	604,1	386,5	32,3	8,6	97,4	1 128,9
PGE	605,3	585,3	9,3	64,9	576,2	1 841,0
innogy STOEN	129,6	88,3	0,1	26,8	5,7	250,5
TAURON	909,9	565,2	27,6	52,5	378,3	1 933,5



Rysunek 5.4. Struktura nakładów inwestycyjnych na rozwój sieci elektroenergetycznych (opracowano na podstawie [3])

Z rysunku 5.4 wynika, że znaczna część nakładów inwestycyjnych została przeznaczona na budowę nowych i modernizację istniejących sieci (47,5%) oraz przyłączenie odbiorców (23,7%). Nakłady na przyłączenie źródeł i rozwój systemów IT stanowiły niewielką część (odpowiednio 4,2% i 2,5% wszystkich nakładów)

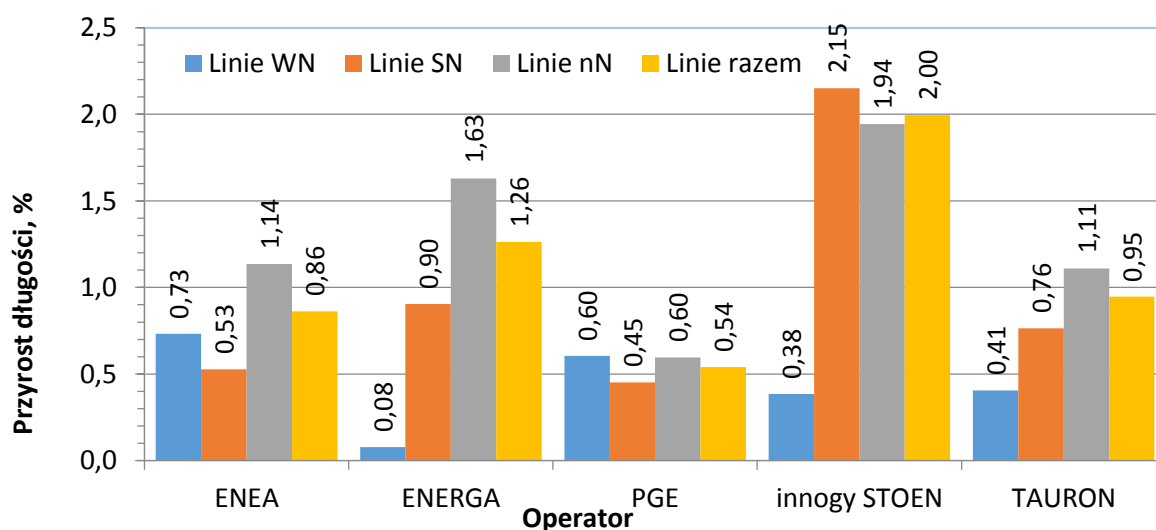
Informacje o długości linii w zależności od napięcia znamionowego oraz w rozbiu na napowietrzne i kablowe podano w tabelach 5.2 i 5.3, a przyrost długości linii na rysunkach 5.5 i 5.6.

Tabela 5.2. Przyrost długości sieci elektroenergetycznych w roku 2015 w rozbiu na poszczególne poziomy napięcie (opracowano na podstawie [3])

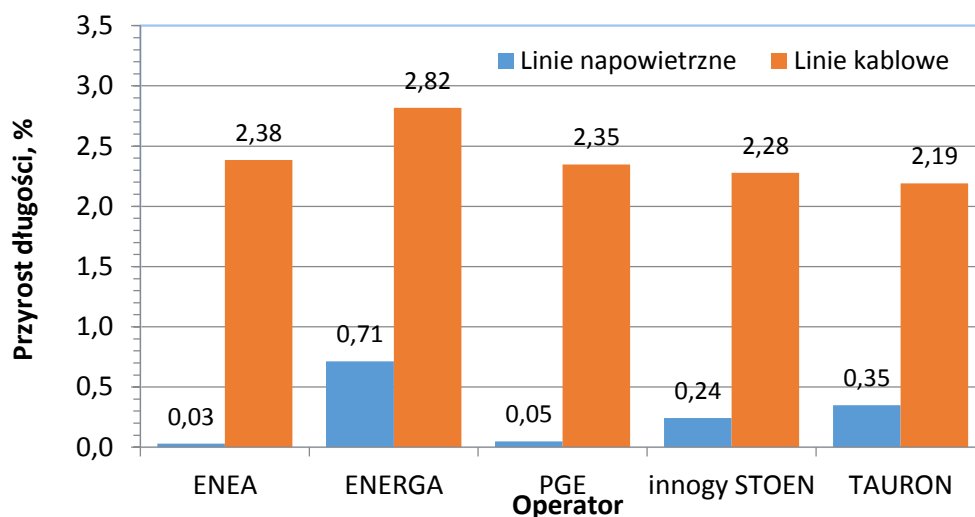
Operator	Linie WN			Linie SN			Linie nN		
	istniejące	wybudowane w 2015		istniejące	wybudowane w 2015		istniejące	wybudowane w 2015	
	[km]	[km]	przyrost [%]	[km]	[km]	przyrost [%]	[km]	[km]	przyrost [%]
ENEA	5 046	37,0	0,7	48 703	257,0	0,5	61 892	703,0	1,1
ENERGA	6 422	5,0	0,1	67 548	611,0	0,9	86 823	1 414,0	1,6
PGE	10 154	61,4	0,6	109 935	496,0	0,5	163 769	975,4	0,6
innogy STOEN	494	1,9	0,4	7 410	159,4	2,2	6 764	131,4	1,9
TAURON	11 110	45,0	0,4	63 324	484,0	0,8	107 186	1 190,0	1,1

Tabela 5.3. Przyrost długości sieci elektroenergetycznych w zależności od budowy (opracowano na podstawie [3])

Operator	Linie napowietrzne			Linie kablowe			Linie razem		
	istniejące	wybudowane w 2015		istniejące	wybudowane w 2015		istniejące	wybudowane w 2015	
	[km]	[km]	przyrost [%]	[km]	[km]	przyrost [%]	[km]	[km]	przyrost [%]
ENEA	74 752	22,0	0,03	40 889	975,0	2,38	115 641	997,0	0,86
ENERGA	118 764	846,0	0,71	42 029	1 184,0	2,82	160 793	2 030,0	1,26
PGE	220 181	105,8	0,05	60 768	1 427,0	2,35	280 949	1 532,8	0,55
innogy STOEN	2 021	4,9	0,24	12 629	287,8	2,28	14 650	292,7	2,00
TAURON	122 622	427,0	0,35	58 998	1 292,0	2,19	181 620	1 719,0	0,95



Rysunek 5.5. Przyrost długości linii elektroenergetycznych w roku 2015 w rozbiu na poziomy napięcie (opracowano na podstawie [3])



Rysunek 5.6. Przyrost długości linii elektroenergetycznych w roku 2015 w zależności od typu (opracowano na podstawie [3])

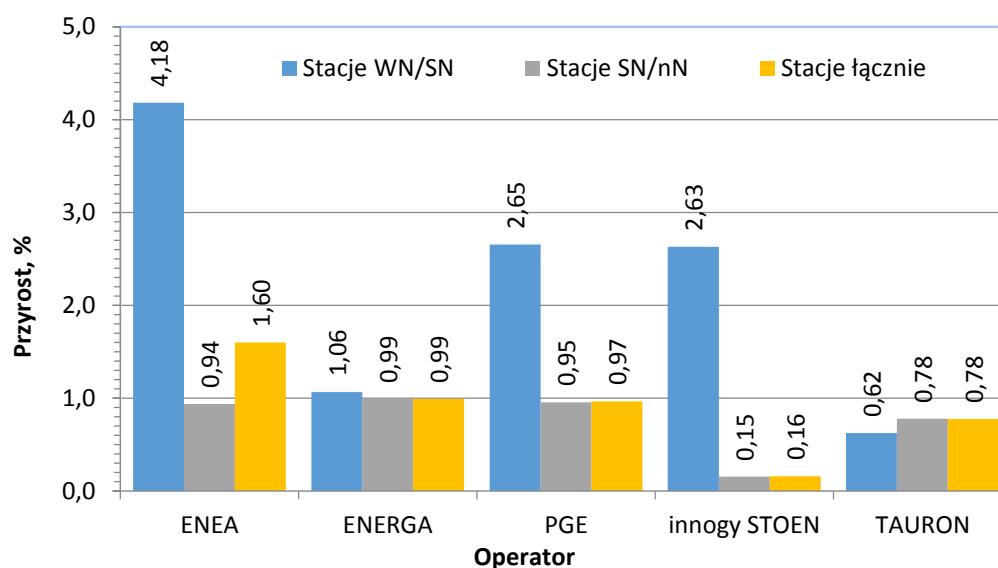
Z informacji zawartych w tabelach 5.2 i 5.3 wynika, że w roku 2015 przyrost długości linii elektroenergetycznych należących do 5 głównych operatorów sieci dystrybucyjnych wyniósł ponad

6,5 tys. km, tj. blisko 0,9% w stosunku do stanu z roku 2014. Największy przyrost długości dotyczył linii kablowych (ponad 5,1 tys.km), tj. o 2,4% w stosunku do stanu z roku 2014). Jeśli chodzi o przyrosty długości linii na poszczególnych poziomach napięć, to największy przyrost dotyczył linii niskiego napięcia (ponad 4,4 tys. km) oraz linii średniego napięcia (ponad 2 tys. km).

W tabeli 5.4 zestawiono, informacje o liczbie stacji dystrybucyjnych w zależności od poziomu napięć łączonych sieci, natomiast przyrost liczby stacji w roku 2015 pokazano na rysunku 5.7.

Tabela 5.4. Liczba i przyrost liczby stacji dystrybucyjnych (opracowano na podstawie [3])

Operator	Stacje WN/SN			Stacje SN/SN			Stacje SN/nN			Stacje SN/nN		
	istnie- jące	wybudowane w 2015		istnie- jące	wybudowane w 2015		istnie- jące	wybudowane w 2015		istnie- jące	wybudowane w 2015	
	[szt.]	[szt.]	przyrost [%]	[szt.]	[szt.]	przyrost [%]	[szt.]	[szt.]	przyrost [%]	[szt.]	[szt.]	przyrost [%]
ENEA	287	12	4,18	358	243	67,88	36 986	347	0,94	37 631	602	1,60
ENERGA	282	3	1,06	112	1	0,89	59 301	588	0,99	59 695	592	0,99
PGE	452	12	2,65	122	4	3,28	91 398	872	0,95	91 972	888	0,97
innogy STOEN	38	1	2,63	43	2	4,65	60 204	93	0,15	60 285	96	0,16
TAURON	481	3	0,62	179	0	0,00	57 713	450	0,78	58 373	453	0,78
Razem	1 540	31	2,01	814	250	30,71	305 602	2 350	0,77	307 956	2 631	0,854



Rysunek 5.7. Przyrost liczby stacji dystrybucyjnych w roku 2015 bez stacji SN/SN (opracowano na podstawie [3]).

Z przedstawionych wyżej informacji wynika, że w 2015 roku wybudowano ponad 2600 stacji dystrybucyjnych co stanowi przyrost o 0,85% w stosunku do stanu z roku 2014, przy czym blisko 90% to stacje SN/nN.

Biorąc pod uwagę planowane na następne lata nakłady inwestycyjne należy oczekiwać dalszego przyrostu długości linii na poziomie około 1% rocznie oraz liczby stacji dystrybucyjnych na poziomie około 0,9%, przy czym w dalszym ciągu będzie to głównie przyrost długości linii niskiego napięcia oraz stacji SN/nN zasilających te linie.

Modernizacja istniejących i budowa nowych elementów infrastruktury sieciowej przyczyni się do obniżenia strat energii oraz poprawy ciągłości zasilania.

Dynamiczny przyrost źródeł prosumenckich może spowodować przyspieszenie modernizacji linii niskiego napięcia oraz stacji SN/nN.

6. Możliwości wprowadzania rozwiązań opartych na miedzi

6.1. Charakterystyka i zastosowania miedzi

Miedź jest pierwiastkiem chemicznym o symbolu Cu, (łac. cuprum) o gęstości $8,96 \text{ g/cm}^3$ i temperaturę topnienia $1084,45^\circ\text{C}$, występującym naturalnie w przyrodzie. Charakteryzuje się bardzo wysoką przewodnością elektryczną ($59,6 \times 10^6 \text{ S/m}$) i wysoką przewodnością cieplną. Jest materiałem o dużej plastyczności dość odpornym chemicznie – nie ulega działaniu kwasów w warunkach nieutleniających. Znajduje szerokie zastosowanie w technice, budownictwie, przemyśle spożywczym i rolnictwie.

Miedź, podobnie jak żelazo, odegrała ogromną rolę w rozwoju cywilizacji (epoka brązu). Główne zastosowanie miedzi to produkcja kabli elektrycznych (ok. 60%), pokryć dachowych i instalacji wodociągowych (ok. 20%) i w przemyśle maszynowym (ok. 15%). Jest głównie używana w postaci czystego metalu, a w przypadku gdy wymagana jest większa twardość w postaci stopów głównie z cynkiem (mosiądz) lub cyną (brąz) – około 5% całkowitego zużycia. Niewielka ilość miedzi jest używana do produkcji związków stanowiących dodatki do żywności i środki ochrony roślin oraz do barwienia szkła i jako katalizator.

W elektroenergetyce, ze względu na wysoką przewodność elektryczną, miedź jest wykorzystywana do budowy kabli i przewodów elektrycznych, uzwojeń transformatorów i maszyn elektrycznych.

Ze względu na dużą przewodność cieplną i łatwość obróbki mechanicznej, miedź znajduje szerokie zastosowanie do budowy wymienników ciepła, pomp ciepła i kolektorów słonecznych.

Miedź, podobnie jak aluminium, jest bez utraty jakości, prawie w 100% poddawana recyklingowi.

6.2. Możliwości zwiększenia wykorzystania miedzi w elektroenergetyce

Ze względu na wysoką cenę, w sieciach średnich i niskich napięć powszechnie wykorzystuje się kable i przewody wykonane z aluminium. Jedynie w sieciach o napięciu 110 kV i wyższym stosuje się kable miedziane, ale linie kablowe o takich napięciach mają znikomy udział w całkowitej długości tych linii.

W sieciach napowietrznych powszechnie wykorzystuje się przewody aluminiowe (AAC – All Aluminium Conductor) – do budowy linii niskiego napięcia, przewody aluminiowe z rdzeniem stalowym (ACSR – Aluminium Conductor Steel Reinforced), a obecnie również przewody stopowe (AAAC – All Aluminium Alloy Conductors) i stopowo-aluminiowe (ACAR – Aluminium Conductor Alloy Reinforced) – do budowy linii średnich, wysokich i najwyższych napięć. Przewody miedziane nie znalazły szerszego zastosowania w budowie napowietrznych linii elektroenergetycznych – głównie ze względu na większy ciężar oraz cenę przewodów. Wybrane parametry porównywanych przewodów zestawiono w tabeli 6.1.

Tabela 6.1. Wybrane parametry przewodów stalowo-aluminiowych i przewodów miedzianych [7]

Parametr [jednostka]	Przewód			
	ACSR Hawk	ACSR Eagle	CAC-185	CAC-240
Przekrój poprzeczny [mm ²]	281,1	347,7	185	240
Średnica zewnętrzna [mm]	21,8	24,21	17,6	20,6
Maksymalna temperatura pracy [°C]	80	80	150	150
Obciążalność prądowa w 80°C [A]	630	730	1 110 ¹⁾	1 335
Ciężar [kg/km]	982,3	1301,8	1652	2 136
Rezystancja [Ω/km]	0,1195	0,103	0,0981	0,0756
Wytrzymałość na rozciąganie [kN]	85	123,6	92,5	120
Moduł sprężystości [kN/mm ²]	77	81	50	50
Rozszerzalność cieplna [10 ⁻⁶ /°C]	18,9	17,8	16,8	16,8
Cena [€/km]	4 000	5 000	12 843	16 661

¹⁾ – obciążalność w temperaturze +150°C

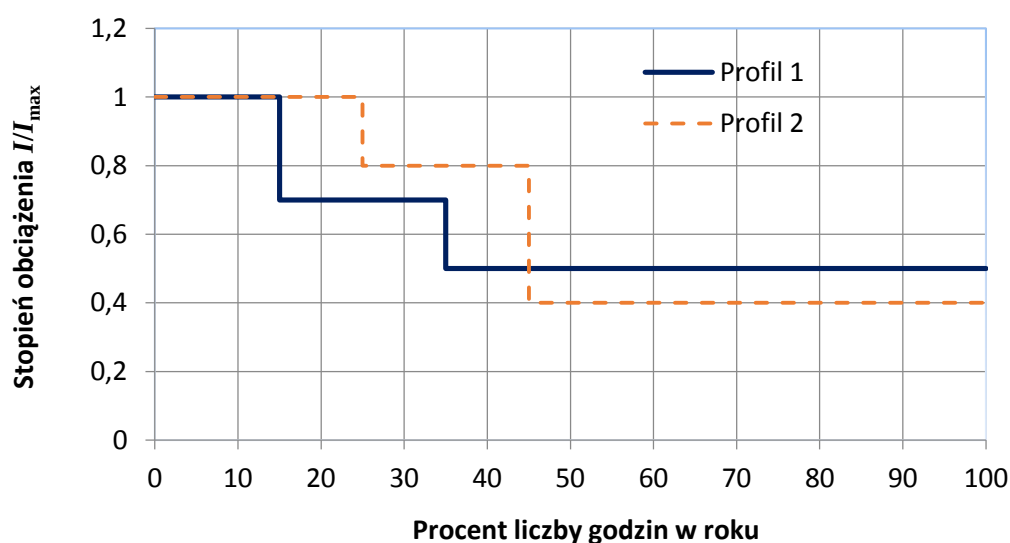
W raporcie „New generation copper conductors for overhead lines. Feasibility Study” [7] przedstawiono wyniki obliczeń kosztów budowy i eksploatacji (LCC – Life-cycle cost) linii elektroenergetycznej na napięcie 220 kV i długości 70 km z przewodami stalowo-aluminiowymi i z przewodami miedzianymi. Obliczenia wykonano dla dwóch przewodów stalowo-aluminiowych (HOWK i EAGLE) jako referencyjnych oraz przewodu wykonanego ze stopu miedzi (CAC-HLS – Copper Alloy Conductor Hydrofobic Low Sag).

Dla każdego z czterech projektów linii wykonano obliczenia przy założeniu dwóch profili obciążenia (tabela 6.2 i rys. 6.1), dwóch cen zakupu energii na pokrycie strat (0,05 €/kWh i 0,07 €/kWh) oraz dwóch okresów eksploatacji linii (15 i 20 lat). Do projektowania konstrukcji wsporczych (słupów) przyjęto realistyczny profil trasy linii oraz warunki atmosferyczne wg standardu IEEE 738-2006. Obciążalność projektową linii określono dla maksymalnej temperatury przewodów +80°C, przy czym dla przewodu CAC obciążalność określono zarówno dla temperatury

+80°C, jak i +150°C (zakładając możliwość pełnego wykorzystania dopuszczalnej temperatury pracy tego przewodu).

Tabela 6.2. Profile obciążenia linii [7]

Profil obciążenia 1		Profil obciążenia 2	
Stopień obciążenia $I/I_{\max}$	Liczba godzin w ciągu roku (procent czasu roku)	Stopień obciążenia $I/I_{\max}$	Liczba godzin w ciągu roku (procent czasu roku)
1	1314 (15%)	1	2190 (25%)
0,7	1752 (20%)	0,8	1752 (20%)
0,5	5694 (65%)	0,4	4818 (55%)



Rys. 6.1. Profile obciążenia linii przyjęte do obliczenia kosztów strat energii opracowano na podstawie [7])

Dla umożliwienia porównania wyników, maksymalny prąd przewodów HAWK i EAGLE przyjęto $I_{\max} = 480$ A, a dla przewodu CAC-185 $I_{\max} = 465$ A dla temperatury projektowej +80°C, oraz $I_{\max} = 917$ A dla temperatury projektowej +150°C

W obliczeniach uwzględniono wzrost cen na poziomie 2 % rocznie w okresie 0 ÷ 10 lat i 0,77 % rocznie w okresie 11 ÷ 20 lat, a stopę inflacji na poziomie 2% rocznie w całym analizowanym okresie. Roczne koszty utrzymania (eksploatacji) linii przyjęto w wysokości 1% wartości inwestycyjnej linii z przewodami ACSR HAWK (takie same dla wszystkich analizowanych przypadków). W tabeli 6.3 zestawiono wartość zaktualizowaną netto wszystkich kosztów cyklu życia (nakłady inwestycyjne, koszty utrzymania i koszty strat energii) w ciągu analizowanych okresów eksploatacji porównywanych linii.

Tabela 6.3. Zaktualizowana wartość całkowitych kosztów cyklu życia analizowanych linii (LCC) w euro [7].

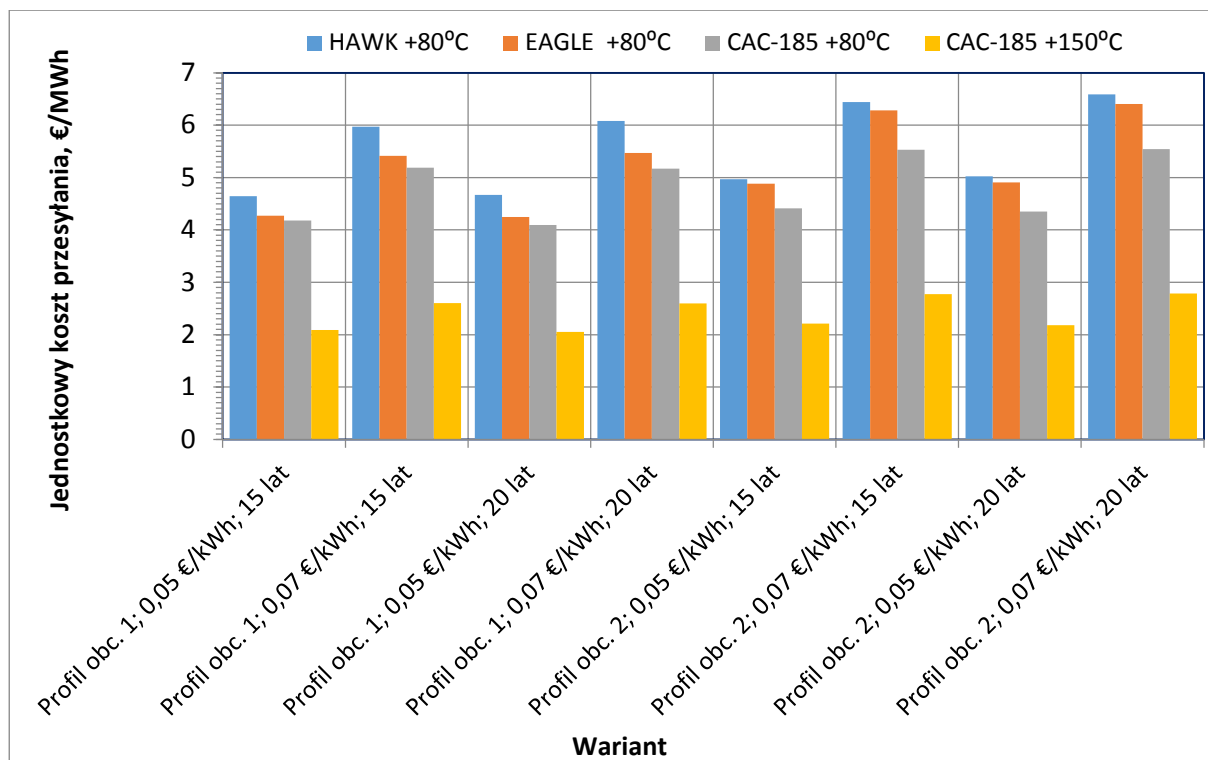
Charakterystyka wariantu			Przewód			
Profil obciążenia	Cena energii [€/kWh]	Okres analizy [lat]	HAWK +80°C	EAGLE +80°C	CAC-185 +80°C	CAC-185 +150°C (bez oblodzenia)
1	0,05	15	176 703 301	162 599 928	157 313 298	155 163 298
1	0,07	15	227 140 472	206 077 310	195 272 131	193 122 131
1	0,05	20	213 174 440	194 170 203	184 997 585	182 847 585
1	0,07	20	277 818 117	249 893 745	233 648 182	231 498 182
2	0,05	15	193 749 672	190 399 007	170 125 381	167 975 381
2	0,07	15	251 005 392	244 996 021	213 209 047	211 059 047
2	0,05	20	235 022 217	229 799 375	201 418 413	199 268 413
2	0,07	20	308 405 006	299 774 586	256 637 342	254 487 342

Na podstawie wyników zestawionych w powyższej tabeli można stwierdzić, że przewody wykonane z miedzi mogą być konkurencyjne pod względem ekonomicznym w stosunku o klasycznych przewodów stalowo-aluminiowych.

Na podstawie powyższych danych obliczono również jednostkowe, uśrednione rachunkiem dyskonta (ekwiwalentne), koszty przesyłania energii tymi liniami, przy założeniu, że napięcie linii jest równe znamionowemu i wynosi $U_n = 220$ kV, a współczynnik mocy jest równy 0.95. Wyniki obliczeń zestawiono w tabeli 6.4 i pokazano na rysunku 6.2.

Tabela 6.4 Jednostkowe koszty przesyłania energii porównywanymi liniami w €/MWh (opracowano na podstawie [7])

Charakterystyka wariantu			Przewód			
Profil obciążenia	Cena energii [€/kWh]	Okres analizy [lat]	HAWK +80°C	EAGLE +80°C	CAC-185 +80°C	CAC-185 +150°C
1	0,05	15	4,643	4,273	4,178	2,090
1	0,07	15	5,969	5,415	5,186	2,601
1	0,05	20	4,665	4,250	4,092	2,051
1	0,07	20	6,080	5,469	5,169	2,597
2	0,05	15	4,970	4,884	4,411	2,208
2	0,07	15	6,439	6,284	5,528	2,775
2	0,05	20	5,021	4,910	4,350	2,182
2	0,07	20	6,589	6,405	5,542	2,787



Rys. 6.2 Jednostkowe koszty przesyłania energii porównywanymi liniami (opracowano na podstawie [7])

Z powyższego rysunku wynika, że w każdym z analizowanych wariantów jednostkowe koszty przesyłania energii linią z przewodami miedzianymi są niższe (w przypadku linii zaprojektowanej na temperaturę +80°C o około 10% do blisko 16%) niż w przypadku linii z przewodami stalowo-aluminiowymi HAWK. W przypadku wykorzystania pełnej obciążalności linii z przewodami miedzianymi jednostkowe koszty przesyłania energii są prawie dwukrotnie niższe niż przy obciążalności wyznaczonej dla temperatury +80°C.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że w omawianym raporcie nie uwzględniono dodatkowych korzyści wynikających ze zmniejszenia emisji CO₂ związanej z ograniczeniem strat energii.

Przewody CAC, ze względu na wyższą dopuszczalną temperaturę pracy mogą być również wykorzystane jako zamiennik, w sytuacjach gdy zachodzi konieczność zwiększenia obciążalności linii z przewodami stalowo-aluminiowymi, przy wykorzystaniu istniejących konstrukcji słupów [8].

Dalszych możliwości zwiększenia wykorzystania miedzi w elektroenergetyce należy upatrywać przy produkcji transformatorów dystrybucyjnych SN/nN oraz maszyn elektrycznych.

W Polsce co roku buduje się ponad 2 tysiące nowych stacji SN/nN, a oprócz tego podobna ilość transformatorów jest wymieniana z różnych względów na nowe o większej sprawności. Konieczność stosowania transformatorów o większej sprawności wynika m.in. z Rozporządzenia

Komisji Unii Europejskiej nr 548/2014 z dnia 21 maja 2014 roku, które wprowadza ograniczenie maksymalnego poziomu strat jałowych P_0 i obciążeniowych P_k w nowo instalowanych transformatorach energetycznych. Z rozporządzenia tego wynika, że od 1 lipca 2015 roku możliwe jest instalowanie transformatorów klasy energetycznej A_0C_k , a od 1 lipca 2021 roku transformatorów o stratach stanu jałowego zmniejszonych o 10% w stosunku do klasy A_0 i o stratach obciążeniowych klasy A_k . Ponieważ straty obciążeniowe zależą od rezystancji uzwojeń, a tym samym od ilości miedzi, to ograniczenie tych strat będzie się wiązało ze wzrostem wykorzystania miedzi.

W Europie coraz częściej wykorzystuje się miedź do budowy klatek wirników maszyn elektrycznych, dzięki czemu maszyny elektryczne mają większą sprawność i mniejsze gabaryty w porównaniu z maszynami wykorzystującymi aluminium do budowy klatek wirników. Zastosowanie miedzi do budowy klatek wirników maszyn elektrycznych stało się możliwe dzięki opanowaniu technologii budowy bardziej trwałych form do ich odlewania.

7. Podsumowanie

Proces transformacji niskoemisyjnej na świecie i w Polsce staje się faktem. Jedną z dziedzin, która może przyczynić się do istotnego obniżenia emisji jest elektroenergetyka, a w szczególności sektor wytwarzania energii elektrycznej. Realizacja tego procesu będzie wymagała zmian w zakresie wytwarzania (odchodzenia od wielkoskalowych źródeł energii opartych o spalanie węgla) na rzecz wielkoskalowych niskoemisyjnych źródeł (elektronie jądrowe i gazowe) oraz źródeł rozproszonych, wykorzystujących głównie energię odnawialną. Nie pozostanie to bez wpływu na kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych. Realizacja tych celów będzie wymagała wprowadzenia nowej jakości w sterowaniu i zarządzaniu systemem przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

O ile stan sieci przesyłowej i planowane przez Operatora tej sieci przedsięwzięcia inwestycyjne, uwzględniają potrzeby wynikające z transformacji polskiej elektroenergetyki w kierunku niskoemisyjnym, to sieć dystrybucyjna, w szczególności średniego i niskiego napięcia wymaga gruntownych przeobrażeń w zakresie technicznym oraz uwarunkowań prawnych.

Transformacja w kierunku niskoemisyjnej elektroenergetyki będzie wymagać inwestycji w zakresie elementów sieci elektroenergetycznych (linie i stacje) oraz implementacji nowoczesnych technologii w obszarze sterowania i zarządzania siecią – wprowadzenie rozwiązań typu Smart. Wiele takich zadań i inwestycji jest realizowanych przez operatorów systemów elektroenergetycznych w Polsce. Jest to jednocześnie jeden z dwóch głównych kierunków rozwoju krajowej elektroenergetyki w procesie transformacji niskoemisyjnej. Drugim istotnym kierunkiem są działania zmierzające do poprawy ciągłości zasilania odbiorców i zwiększenia efektywności energetycznej, między innymi poprzez zmniejszenie strat energii. Zmniejszenie strat można osiągnąć przez zwiększenie wykorzystania miedzi do budowy elementów sieci elektroenergetycznej, a także przez wykorzystanie optymalizacji w procesie sterowania on-line pracą sieci dystrybucyjnych oraz sterowanie popytem.

Literatura

- [1] Ocena stanu technicznego infrastruktury gospodarki (Materiał przygotowany na zlecenie Ministerstwa Gospodarki). PwC Polska Sp. z o.o., Warszawa 30 kwietnia 2014 r.
- [2] PSE S.A.: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025, Konstancin-Jeziorna 2015
- [3] Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna. Raport PTPIREE, Poznań, październik 2016.
- [4] <http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/5633>, Plany-rozwoju-na-kolejne-lata-uzgodnione-przez-Prezesa-URE.html (9 stycznia 2017, 11:54)
- [5] Ministerstwo Gospodarki: Lista projektów strategicznych dla infrastruktury energetycznej, w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, wersja 1.1., Warszawa, styczeń 2015 r
- [6] Raport Energia Elektryczna dla Pokoleń, Monografia II Kongresu Elektryki Polskiej, TOM III, Stowarzyszenie Elektryków Polskich, wyd. Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw, Warszawa, 11 kwietnia 2016 r. ISBN 978-83-61163-64-0.
- [7] Clercx M.J.: New generation copper conductors for overhead lines. Feasibility Study, 74101243-ETD/POL 13-0934 V2.0, DNV KEMA Energy & Sustainability, Arnhem, June 5, 2013
- [8] Fernando Nuño: Przewody napowietrzne z miedzi stopowej. Europejski Instytut Miedzi, Styczeń 2014
- [9] Strupczewski A.: Analiza i ocena kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł energii w Polsce, Narodowe Centrum Badań Jądrowych, Raport NCBJ SJ Nr: B - 27/2015
- [10] Bartosik M, i in.: Bezpieczeństwo elektroenergetyczne dla pokoleń. Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 92 NR 8/2016
- [11] Tomczykowski J.: Sieci energetyczne pięciu największych operatorów., Energia Elektryczna - nr 5/2015
- [12] Bożena E. Matusiak: Zarządzanie wymianą energii w inteligentnym sąsiedztwie - model biznesowy., Rynek Energii, luty 2016
- [13] www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/member-companies, (11.01.2017 r.)
- [14] <http://www.pse.pl/>, (11.01.2017 r.)

- [15] Niewiedział E., Niewiedział R.: Analiza statystyczna strat energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym w ostatnim piętnastoleciu. VII Konferencja naukowo-techniczna Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, Kołobrzeg 2016 r.
- [16] Parol M.: Analiza wskaźników dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na poziomie sieci dystrybucyjnych. Przegląd elektrotechniczny, R. 90 NR 8/2014 str. 122 – 126, ISSN 0033-2097
- [17] http://www.kigeit.org.pl/FTP/PRCIP/Literatura/070_Krajowy_Raport_Prezesa_URE_2014.pdf
(25.01.2017 r.)