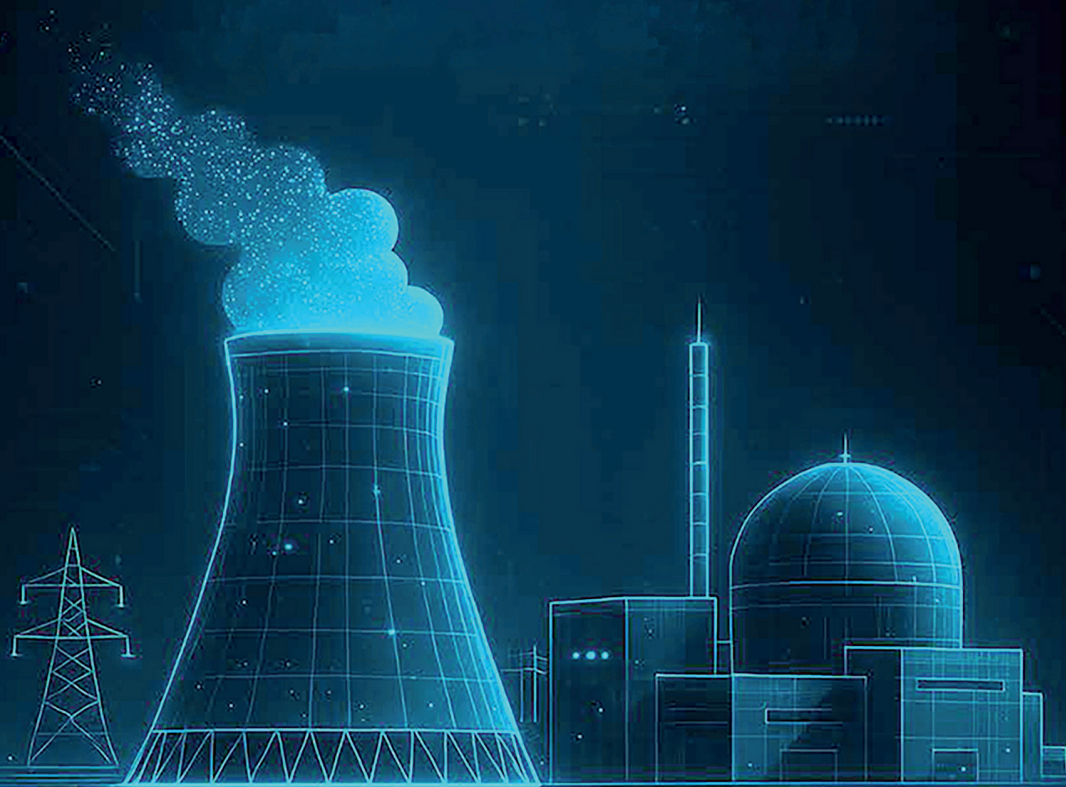


Opinia Komitetu Elektrotechniki POLSKIEJ AKADEMII NAUK

w sprawie
wdrożenia energetyki jądrowej
w Polsce



PAN
POLSKA AKADEMIA NAUK

Komitet
Elektrotechniki

WARSZAWA 2025

Opinia Komitetu Elektrotechniki POLSKIEJ AKADEMII NAUK

w sprawie

wdrożenia energetyki jądrowej w Polsce

1. Wprowadzenie

Potrzeba rozwoju energetyki jądrowej w Polsce wynika z konieczności zapewnienia, w horyzoncie długoterminowym, bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), które jest niezbędne do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przemysłowych, transportu, usług oraz gospodarstw domowych.

Ciągłe i niezakłócone dostawy energii elektrycznej należą do problemu bezpieczeństwa energetycznego kraju, które jest jednym z elementów bezpieczeństwa narodowego, obok bezpieczeństwa terytorialnego, zdrowotnego, żywnościowego, zaopatrzenia w wodę i cyfrowego.

Porozumienie klimatyczne, przyjęte na 21. Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu w Paryżu (12.12.2015 roku), oraz decyzja Rady Europejskiej z października 2014 roku w sprawie poziomu redukcji emisji CO₂ w państwach członkowskich Unii Europejskiej do 2030 roku, stawiają przed polską energetyką poważne wyzwanie wdrożenia w pierwszej połowie naszego wieku energetycznych technologii wytwórczych, które doprowadzą do istotnej redukcji emisji CO₂. Polska, która podpisała Porozumienie paryskie w siedzibie ONZ w Nowym Jorku w dniu 27.04.2016 roku, jest zobowiązana do realizacji zarówno zapisów zawartych w tym Porozumieniu, jak i decyzji Rady Europejskiej z października 2014 roku Najważniejsze zadania wynikające z tych porozumień dotyczą sektora wytwórczego elektroenergetyki [9, 10].

W niniejszej opinii podjęto próbę nakreślenia długoterminowej strategii rozwoju sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki, uwzględniającej rozwiązanie problemu redukcji emisji CO₂. Jako punkt wyjścia przy podjęciu próby rozwiązania tego problemu przyjęto art. 5. Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, który zobowiązuje nasz kraj do zapewniania ochrony środowiska, kierując się zasadą zrównoważonego rozwoju. Zasadę tę, w odniesieniu do zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego, można streścić w stwierdzeniu, że powinien on zapewniać ekonomiczny rozwój kraju, chroniąc równowagę ekosystemu. Biorąc to pod uwagę, zrównoważony rozwój sektora wytwórczego elektroenergetyki powinien spełniać następujące cztery kryteria: (1) zapewniać bezpieczną pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), (2) zapewniać dostępność taniej (wytworzonej przy możliwie niskich kosztach) energii elektrycznej, sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi kraju, (3) zapewniać optymalne wykorzystanie zasobów energii pierwotnej oraz (4) zapewniać ochronę środowiska i przeciwdziałać zmianom klimatycznym przez minimalizację jednostkowej emisji CO₂ (kg CO₂/kWh) przy produkcji energii elektrycznej.

Przy poszukiwaniu rozwiązania problemu zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE chodzi o znalezienie równowagi między celami ochrony środowiska, kosztami wytwarzania energii elektrycznej i bezpieczeństwem jej dostaw.

2. Stan źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) na 31.12.2019 roku wynosiła ok. 46,6 GW, w tym elektrowni ok. 36,0 GW, a elektrociepłowni 10,7 GW. Natomiast moc osiągalna jednostek wytwórczych pracujących w elektrowniach wynosiła ok. 36,1 GW, a w elektrociepłowniach 10,3 GW [5].

Największy potencjał wytwórczy mocy zainstalowanej w elektrowniach istnieje w parowych blokach kondensacyjnych, których łączna moc zainstalowana wynosi ok. 26,2 GW, a osiągalna ok. 26,3 GW. Jest wśród nich 6 nowoczesnych parowych bloków na parametry nadkrytyczne, o mocach jednostkowych od 460 MW do 1075 MW, opalanych węglem kamiennym i brunatnym, 90 parowych bloków na parametry podkrytyczne, o jednostkowych mocach od 60 MW do 560 MW, opalanych węglem kamiennym i brunatnym, 3 parowe bloki na parametry podkrytyczne, opalane gazem koksowniczym oraz 4 parowe bloki na parametry podkrytyczne, opalane biomasą. Znaczący potencjał wytwórczy, bardzo ważny dla pracy KSE, stanowi 11 bloków w elektrowniach wodnych pompowo-szczytowych, o łącznej mocy 1413 MW oraz ponad 2500 bloków w elektrowniach wodnych przepływowych, o łącznej mocy ok. 983 MW. Moc elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE), poza mocą wymienionych już elektrowni wodnych i opalanych biomasą, stanowi moc lądowych elektrowni wiatrowych w wysokości 5898 MW i moc elektrowni fotowoltaicznych w wysokości 1526 MW [6].

Drugą grupę źródeł wytwórczych pracujących w KSE stanowią bloki kogeneracyjne. Ich sumaryczna elektryczna moc zainstalowana wynosi ok. 10,7 GW, co stanowi ok. 23% mocy zainstalowanej w KSE. Udział energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji w 2018 roku wyniósł w kraju ok. 16,4% a w sprzedaży energii odbiorcom końcowym ok. 21,5% [6], natomiast udział ciepła wytworzonego w skojarzeniu, w całkowitej produkcji ciepła systemowego, ok. 62% [7]. Istnieje znaczne zróżnicowanie technologiczne jednostek wytwórczych do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Największy potencjał produkcyjny mają kogeneracyjne bloki parowe, których elektryczna moc zainstalowana wynosi ok. 7,9 GW, co stanowi ok. 73,8% mocy elektrycznej wszystkich źródeł kogeneracyjnych pracujących w KSE. Wśród nich są kogeneracyjne bloki opalane węglem kamiennym, gazem ziemnym, gazem koksowniczym, biomasą oraz odpadami komunalnymi. Nowoczesnymi jednostkami kogeneracyjnymi są bloki gazowo-parowe, opalane gazem ziemnym, zbudowane w latach 1999–2018, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 2080 MW. Zastosowane w nich turbiny gazowe pochodzą z czołowych firm, takich jak: General Electric, Siemens, Ansaldo czy Solar Turbines. Interesującą grupą jednostek kogeneracyjnych są bloki z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym opalane gazem ziemnym, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 194 MW.

Do ważnej rozwijającej się technologii kogeneracyjnej należą kogeneracyjne bloki gazowe z silnikami gazowymi, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej wynoszącej ponad 500 MW. Są to kogeneracyjne bloki opalane gazem ziemnym lub gazem pochodzącym z odmetanowania kopalń bądź biogazem, wytwarzanym w procesie biologicznej konwersji energii chemicznej biomasy w energię chemiczną biogazu w biogazowniach (rolniczych, w oczyszczalniach ścieków oraz na składowiskach odpadów komunalnych). W KSE pracuje również kilka kogeneracyjnych bloków ORC (*ang. Organic Rankine Cycle*) opalanych biomasą, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 11 MW [6]. Z ponad 760 różnego rodzaju kogeneracyjnych bloków pracujących w KSE, tylko 4 (2 parowe i 2 gazowo-parowe), o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 1380 MW, w ograniczonym zakresie, pełnią w KSE funkcje jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD).

W ostatnich latach w KSE ma miejsce znaczny przyrost mocy rozproszonych źródeł wytwórczych (nJWCD), szczególnie w postaci jednostek wytwórczych wykorzystujących OZE i w mniejszym stopniu źródeł kogeneracyjnych, których praca (moc) jest zależna od warunków meteorologicznych lub zapotrzebowania na ciepło w systemach ciepłowniczych. W najbliższych latach przyrost mocy nJWCD w KSE będzie nadal postępował. Dlatego dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE jest konieczny równoległy przyrost nowych mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), których moc w KSE będzie zmniejszała się, z powodu wycofywania z eksploatacji kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, a zapotrzebowanie na moc w KSE będzie się zwiększało. Pracujące w KSE JWCD są bowiem bardzo zróżnicowane zarówno pod względem

efektywności energetycznej, stanu technicznego, jak i elastyczności na zmiany obciążenia. Znaczna ich liczba, o łącznej mocy ok. 10 GW, pracuje w KSE już ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji [13].

3. Bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Kryteria, jakie musi spełniać zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych w KSE, zostały sformułowane we Wprowadzeniu. Podstawowym celem zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej odbiorcom, przy zachowaniu ochrony środowiska. Nadzędnym kryterium zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE jest zatem zapewnienie jego bezpiecznej pracy. Podstawą bezpiecznej pracy KSE jest przede wszystkim zapewnienie równowagi między zapotrzebowaniem na moc elektryczną a dostępną mocą źródeł wytwórczych [3]. Podstawowe znaczenie dla zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy KSE ma moc i stan techniczny jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Ich moc zainstalowana w KSE na 31.12.2019 roku wynosiła ok. 28,1 GW. Tworzą je: kondensacyjne bloki parowe opalane węglem kamiennym i brunatnym, o jednostkowej mocy powyżej 120 MW, przyłączone głównie do sieci przesyłowej 440 kV i 220 kV oraz częściowo do sieci dystrybucyjnej 110 kV, bloki szczytowo-pompowych elektrowni wodnych, dwa kogeneracyjne bloki parowe opalane węglem oraz dwa nowe kogeneracyjne bloki gazowo-parowe o mocy 465 MW i 630 MW opalane gazem ziemnym. W całkowitej mocy JWCD 87,6% stanowi moc bloków parowych opalanych węglem, z których:

- 8 bloków parowych o jednostkowej mocy 125 MW i 3 bloki parowe o jednostkowej mocy 200 MW przepracowały w KSE 50 i więcej lat,
- 22 bloki parowe o jednostkowej mocy 200 MW przepracowały w KSE od 46 do 50 lat,
- 16 bloków parowych o jednostkowej mocy 200 MW przepracowało w KSE od 40 do 45 lat.

Bloki te opalane węglem kamiennym i brunatnym zostaną prawdopodobnie wycofane z ruchu w najbliższych kilkunastu latach. Do tego czasu zostaną włączone do KSE tylko dwa nowe bloki parowe na parametry nadkrytyczne, o łącznej mocy 1406 MW (w elektrowni Jaworzno i elektrowni Turów) opalane węglem, dwa kondensacyjne bloki gazowo-parowe, o łącznej mocy 1400 MW (w elektrowni Dolna Odra) i dwa kogeneracyjne bloki gazowoparowe, o łącznej mocy 966 MW (w elektrociepłowni Stalowa Wola i elektrociepłowni Żerań) opalane gazem ziemnym. Spowoduje to poważny deficyt mocy JWCD w KSE, zagrażający bezpieczeństwu jego pracy i w związku z tym zaistnieje potrzeba włączenia do KSE, w miejsce wycofanych kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, w ramach transformacji technologicznej, nowych zeroemisyjnych JWCD, charakteryzujących się ciągłością i stabilnością pracy, którymi obecnie mogą być tylko bloki jądrowe.

Do 2040 roku zostaną w ruchu w KSE prawdopodobnie tylko bloki parowe opalane węglem na parametry nadkrytyczne oraz bloki parowe na parametry podkrytyczne, o jednostkowej mocy 360 MW i 500 MW oraz część kogeneracyjnych bloków parowych, a do 2050 roku tylko kondensacyjne bloki parowe na parametry nadkrytyczne i część kogeneracyjnych bloków parowych. Dlatego bardzo ważnym wyzwaniem koniecznej transformacji technologicznej źródeł wytwórczych w KSE jest transformacja paliwowa JWCD, które w decydującym stopniu odpowiadają za bezpieczeństwo jego pracy.

Skromne, krajowe zasoby gazu ziemnego, ograniczone jego zasoby światowe, brak w pełni liberalnego rynku międzynarodowego tego paliwa oraz wysoka cena jednostki jego energii (około 30 zł/GJ) nie pozwalają uznać, w perspektywie długoterminowej, gazu ziemnego jako paliwa strategicznego dla niskoemisyjnych JWCD, mających zapewnić bezpieczną pracę KSE. Kondensacyjne bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym są poza tym również źródłem emisji CO₂, w wysokości ok. 45% emisji elektrowni opalanych węglem. Dlatego wycofywane z ruchu JWCD, w postaci kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE, powinny być zastępowane przez zeroemisyjne bloki jądrowe, a tylko częściowo mogą je zastąpić kogeneracyjne bloki gazowoparowe opalane gazem ziemnym. Gaz ziemny w elektroenergetyce w Polsce powinien być wykorzystywany przede wszystkim jako paliwo dla wysokosprawnych bloków kogeneracyjnych, których sprawność ogólna (zamiany energii chemicznej paliwa na energię elektryczną i ciepło) jest wyższa niż 80%.

Wymagana moc JWCD dla zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy KSE zależy od: zapotrzebowania na moc w szczycie zimowym i szczycie letnim KSE, średnich rocznych zapotrzebowań na moc oraz mocy dyspozycyjnej nJWCD. Prognozowane wartości: zużycia energii elektrycznej brutto, obciążenia KSE w szczycie zimowym i szczycie letnim, wymaganej mocy JWCD oraz mocy źródeł rozproszonych, narastająco na lata 2020, 2025, 2030 i 2035, przedstawiono w tabeli 1. Prognozowane wartości zużycia brutto energii elektrycznej wyznaczono

Tabela 1
Prognoza bilansu mocy w KSE w latach 2020–2035

Wielkość	Lata	2020	2025	2030	2035
Prognoza zużycia brutto energii elektrycznej [TWh]		179,1	190,7	203,1	216,4
Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu zimowego [GW]		28,0	30,3	32,7	35,2
Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu letniego [GW]		24,8	27,5	30,5	32,7
Planowane wycofania z ruchu JWCD [GW]		1,8	2,5	4,7	13,6

Wielkość	Lata	2020	2025	2030	2035
	Planowana budowa nowych JWCD (parowych, opalanych węglem i gazowo-parowych, opalanych gazem ziemnym) [GW]		1,9	3,8	3,8
Prognozowana moc JWCD po wycofaniach z ruchu i zbudowaniu planowanych nowych JWCD [GW]		28,2	29,4	27,2	18,3
Prognozowana moc źródeł rozproszonych (nJWCD) [GW]		17,0	21,0	25,0	31,3
Wymagane nowe moce JWCD [GW]				3,0	6,0

na podstawie analizy rocznych przyrostów tego zużycia w KSE w latach 2000–2019, przyjmując wskaźnik rocznego przyrostu, w latach 2020–2050, w wysokości 1,27%. Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową KSE, dla szczytu zimowego i szczytu letniego, oraz planowane wycofania z ruchu JWCD przyjęto na podstawie opracowania PSE S.A. [13].

Natomiast w tabeli 2 przedstawiono prognozę pożądanego struktury mocy elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2030, 2040 i 2050.

Tabela 2

Prognoza pożądanego struktury mocy elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2030, 2040 i 2050

Rodzaj energii pierwotnej (paliwa lub rodzaju OZE)	Prognoza pożądanego struktury mocy elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2030, 2040 i 2050								
	2030			2040			2050		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	28,3	127,1	62,6	18,5	79,2	34,3	9,5	43,7	16,7
Paliwo jądrowe	–	–	–	5,0	39,4	17,1	9,0	70,9	27,1
Gaz ziemny	5,0	21,2	10,4	6,8	28,6	12,4	9,4	39,5	15,1
Biomasa i biogaz	2,6	10,4	5,1	3,0	12,0	5,2	3,8	16,0	6,1
Woda	2,5	2,7	1,3	2,7	2,9	1,3	2,8	3,0	1,1
Wiatr	11,2	29,8	14,7	17,0	47,5	20,6	21,5	63,7	24,4
Słońce	12,5	11,9	5,9	22,0	20,9	9,1	26,0	24,7	9,5
Razem	62,1	203,1	100,0	75,0	230,5	100,0	82,0	261,5	100,0

Prognozę tę opracowano przy przyjęciu następujących założeń: (1) do mocy JWCD, wymaganej dla bezpiecznej pracy KSE, zostały zaliczone moce bloków energetycznych elektrowni systemowych, opalanych węglem i paliwem jądrowym, moce gazowo-parowych bloków kondensacyjnych i kogeneracyjnych, o jednostkowych mocach elektrycznych powyżej 200 MW, opalanych gazem ziemnym, moce parowych bloków kogeneracyjnych z turbinami upustowo-kondensacyjnymi, o mocach elektrycznych powyżej 100 MW, opalanych węglem, oraz moce szczytowo-pompowych elektrowni wodnych, (2) jednostki wytwórcze małej mocy (źródła rozproszone), ze względu na wymaganą wysoką efektywność energetyczną (optymalne wykorzystanie energii pierwotnej), z wyjątkiem elektrowni wiatrowych, wodnych i fotowoltaicznych, powinny być budowane wyłącznie jako jednostki kogeneracyjne [4] i (3) prognozowana moc elektrowni jądrowych oraz elektrowni i elektrociepłowni wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE) jest pochodną zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE oraz międzynarodowych zobowiązań Polski, w zakresie redukcji emisji CO₂, wynikających z Porozumienia paryskiego oraz decyzji Rady Europejskiej z października 2014 roku

4. Stan rozwoju energetyki jądrowej na świecie

Według stanu na 31 grudnia 2019 roku, w 30 krajach świata, były w eksploatacji 443 bloki jądrowe o łącznej mocy 392 098 MW. Wyprodukowały one w 2019 roku 2586,2 TWh energii elektrycznej, co stanowiło 10,4% produkcji energii elektrycznej ogółem na świecie. W pracujących obecnie blokach jądrowych przeważają reaktory wodno-ciśnieniowe (PWR), a mianowicie w 300 blokach, reaktory wodne wrzące (BWR) są na wyposażeniu 65 bloków, reaktory ciężko-wodne (PHWR) 48 bloków, gazowo-grafitowe (GCR) 14 bloków (tylko w W. Brytanii), lekko-wodne wrzące (LWGR) 13 bloków (tylko w Rosji jako reaktory RBMK) oraz reaktory prędkie powielające (FBR) pracują w 3 blokach (2 w Rosji i 1 w Chinach). Liczbę reaktorów oraz moc elektrowni jądrowych i wyprodukowaną w nich energię elektryczną w 2019 roku przedstawiono w tabeli 3 [8].

Tabela 3

Liczba pracujących jądrowych bloków energetycznych oraz moc elektryczna i produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, stan na 31.12.2019 roku

L.p.	Kraj	Liczba bloków (reaktorów)	Moc elektrowni jądrowych [MW]	Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych [TWh]	Udział elektrowni jądrowych w produkcji energii elektrycznej ogółem [%]
1.	Francja	58	63 130	382,4	70,6
2.	Słowacja	4	1814	14,3	53,9
3.	Ukraina	15	13 107	78,1	53,9

L.p.	Kraj	Liczba bloków (reaktorów)	Moc elektrowni jądrowych [MW]	Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych [TWh]	Udział elektrowni jądrowych w produkcji energii elektrycznej ogółem [%]
4.	Węgry	4	1902	15,4	49,2
5.	Belgia	7	5930	41,4	47,6
6.	Bułgaria	2	2006	15,9	37,5
7.	Słowenia	1	688	5,5	37,0
8.	Czechy	6	3932	28,6	35,2
9.	Finlandia	4	2794	22,9	34,7
10.	Szwecja	7	7740	64,4	34,0
11.	Armenia	1	375	2,0	27,8
12.	Korea Płd.	24	23 172	138,8	26,2
13.	Szwajcaria	4	2960	25,4	23,9
14.	Hiszpania	7	7121	55,9	21,4
15.	USA	96	98 152	809,4	19,7
16.	Rosja	38	28 437	195,5	19,7
17.	Rumunia	2	1300	10,4	18,5
18.	W. Brytania	15	8923	51,0	15,6
19.	Kanada	19	13 554	94,9	14,9
20.	Niemcy	6	8113	75,1	12,3
21.	Japonia	33	31 679	65,7	7,5
22.	RPA	2	1860	13,6	6,7
23.	Pakistan	5	1318	9,1	6,6
24.	Argentyna	3	1641	7,9	5,9
25.	Chiny	48	45 518	330,1	4,9
26.	Meksyk	2	1552	10,9	4,5
27.	Indie	22	6255	40,7	3,2
28.	Holandia	1	482	3,7	3,1
29.	Brazylia	2	1884	15,2	2,7
30.	Iran	1	915	5,9	1,8
Świat		443	392 098	2586,2	10,4

Natomiast w budowie, według stanu na 31 grudnia 2019 roku, jest 60 bloków jądrowych o łącznej mocy 63 271 MW. Nowe jądrowe bloki energetyczne są budowane przede wszystkim w krajach Azji (40 bloków), a mianowicie: w Chinach (16), Indiach (9), Korei Płd. (4), Zjednoczonych Emiratach Arabskich (4), Bangladeszu (2), Japonii (2), Pakistanie (2) i Iranie (1) oraz w krajach Europy (16 bloków), a mianowicie: w Rosji (4), na Białorusi (2), na Słowacji (2), w Turcji (2), na Ukrainie (2), w W. Brytanii (2), w Finlandii (1) i Francji (1). Pozostałe 4 bloki jądrowe są budowane w Ameryce Północnej i Południowej, a mianowicie: w USA (2), Argentynie (1) i Brazylii (1). W najbliższych latach do grona użytkowników elektrowni jądrowych dołączą zatem: Bangladesz, Białoruś, Turcja i Zjednoczone Emiraty Arabskie. Wśród 60 budowanych nowych bloków jądrowych przeważają reaktory PWR (49 reaktorów), pozostałe to: 6 reaktorów PHWR (Indie), 2 reaktory ABWR (Japonia), 2 reaktory prędkie powielające FBR (Chiny i Indie) i 1 reaktor HTGR (Chiny). Liczbę bloków i typy reaktorów w budowie przedstawiono w tabeli 4 [8].

Największy udział w rynku budowy nowych bloków jądrowych posiadają: Chiny – 18 bloków, Rosja (Rosatom) – 17 bloków, Korea Płd. – 8 bloków, Kanada – 6 bloków, oraz Francja (EdF) i USA (Westinghouse i GE) po 4 bloki. Chińskie koncerny jądrowe budują 16 bloków jądrowych w Chinach i 2 w Pakistanie, rosyjski Rosatom buduje bloki jądrowe w następujących krajach: w Rosji (4), w Bangladeszu (2), na Białorusi (2), w Indiach (2), na Słowacji (2), w Turcji (2), na Ukrainie (2) i w Iranie (1). Firma ta buduje jądrowe bloki z kilkoma typami reaktorów energetycznych PWR, a mianowicie: WWER 440, WWER 1000, WWER 1200 i WWER TOI. Koreański koncern Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP) buduje 4 bloki z reaktorami APR 1400 w Korei Płd i 4 bloki z takimi samymi reaktorami w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Kanadyjski koncern Atomic Energy of Canada (AECL) buduje 6 bloków z reaktorami PHWR 700 w Indiach. Francuski EDF buduje 1 blok EPR w Finlandii, 1 blok EPR we Francji i 2 bloki EPR w W. Brytanii. Amerykański Westinghouse buduje 2 bloki z reaktorami AP 1000 w USA, a General Electric Hitachi Nuclear Energy (GEH) 2 bloki z reaktorami ABWR w Japonii.

Poza budowanymi 60 nowymi blokami jądrowymi wiele krajów planuje budowę dalszych jądrowych jednostek wytwórczych, w tym najwięcej: Chiny (81), Indie (36), Rosja (32), Turcja (10) i Republika Południowej Afryki (8). Na świecie jest planowana budowa łącznie ponad 240 bloków jądrowych, w zdecydowanej większości z reaktorami typu PWR, jako najbardziej dojrzałymi konstrukcyjnie i najbardziej bezpiecznymi w eksploatacji.

Wejście na drogę rozwoju energetyki jądrowej planuje między innymi Australia, która w ogólnej wartości produkcji energii elektrycznej w 2019 roku, w wysokości 256,6 TWh, aż 56,39% tej energii wytworzyła z węgla. Komisja ds. Środowiska i Energii Parlamentu Australii przeprowadziła dochodzenie i opracowała na jego podstawie raport zatytułowany *Nic bez Twojej zgody – droga do technologii jądrowej w Australii*. W raporcie tym, powołując się między innymi na dane zebrane przez Massachusetts Institute of Technology (MIT), stwierdza się, że Komisja otrzymała dowody, iż najmniejsza liczba zgonów przy

produkcji energii elektrycznej jest przypisywana energii jądrowej, a mianowicie wynosi ona, na 1 PWh energii elektrycznej wyprodukowanej: z węgla od 15 tys. zgonów/PWh w USA do 90 tys./PWh w Chinach, z oleju opałowego 36 tys./PWh, z gazu ziemnego 4 tys./PWh, z energii wody 1,4 tys./PWh, w panelach fotowoltaicznych 400/PWh, w elektrowniach wiatrowych 150/PWh, a w elektrowniach jądrowych 90/PWh. Przewodniczący Komisji Ted O'Brien, w swoim wystąpieniu w Sky News, omawiającym wyniki dochodzenia, stwierdził, że „energia jądrowa jest najbezpieczniejszą technologią wytwarzania energii elektrycznej”. Należy przy tym zauważyć fakt, że Australia jest jednym z największych producentów i eksporterów węgla na świecie.

Warto również podkreślić, że inny wielki producent energii elektrycznej z węgla (89,06% w 2019 roku), Republika Południowej Afryki, eksploatuje już dwa duże bloki energetyczne z reaktorami PWR, o łącznej mocy 1860 MW, a planuje zbudowanie dalszych 8 wielkich bloków z reaktorami PWR, o łącznej mocy 10 400 MW. Rozwój energetyki jądrowej planuje również inny wielki producent (3. miejsce na świecie), użytkownik i eksporter (1. miejsce na świecie) węgla, a mianowicie Indonezja, która produkując ok. 255 TWh energii elektrycznej rocznie, ponad 58% tej energii wytwarza z węgla. Kraj ten planuje zbudowanie do 2030 roku 6 rosyjskich bloków jądrowych WWER 1000 i WWER 1200, o łącznej mocy 6800 MW.

Szeroki program rozwoju energetyki jądrowej ma również kraj podobny, w skali produkcji energii elektrycznej, do Polski, a mianowicie Wietnam. Kraj ten zamierza zbudować 1 blok jądrowy o mocy 1000 MW do 2040 roku, a do 2045 roku następne 4 bloki tej samej wielkości, mimo że posiada znaczące zasoby mocy w elektrowniach wodnych, które wyprodukowały w 2019 roku prawie 31% energii elektrycznej w tym kraju. Egipt i Kenia jako drugi i trzeci kraj afrykański, po Republice Południowej Afryki, zamierzają wejść na drogę rozwoju energetyki jądrowej. Egipt, który jest drugim pod względem wielkości producentem energii elektrycznej w Afryce, posiada szeroki plan budowy 8 bloków jądrowych, w dwóch etapach po 4 bloki, o łącznej mocy 9600 MW. Budowa pierwszego bloku ma rozpocząć się w 2021 roku. Kenijska Agencja ds. Energii Jądrowej poinformowała 5 sierpnia 2020 roku, że wystąpiła o zgodę na budowę jądrowego bloku o mocy 1000 MW, którego uruchomienie przewiduje się w 2027 roku, a do 2035 roku jest planowany wzrost mocy elektrowni jądrowych w Kenii do 4000 MW.

Kilka krajów Europy Środkowej, takich jak: Bułgaria, Czechy, Rumunia, Słowacja, Słowenia i Węgry czyni intensywne przygotowania do rozpoczęcia budowy nowych lub zwiększenia mocy istniejących elektrowni jądrowych w tych krajach.

Wpływ produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych na jej zeroemisyjną produkcję w wybranych krajach w 2019 roku przedstawiono w tabeli 5. Na tej liście jest 12 państw członkowskich Unii Europejskiej.

W ponad 65-letniej historii energetyki jądrowej miały miejsce trzy poważne awarie w elektrowniach jądrowych: 28 marca 1979 roku w elektrowni Three Mile Island (USA), 26 kwietnia 1986 roku w elektrowni Czernobyl i 11 marca 2011 roku w elektrowni jądrowej

Tabela 5

Udział produkcji energii elektrycznej w źródłach zeroemisyjnych w wybranych krajach w 2019 roku

L.p.	Kraj	Udział produkcji energii elektrycznej w źródłach zeroemisyjnych [%]	Udział produkcji energii elektrycznej w źródłach wykorzystujących OZE [%]	Udział produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych [%]
1.	Szwecja	98,91	58,91	40,00
2.	Szwajcaria	98,80	65,50	32,30
3.	Francja	88,82	17,96	70,86
4.	Brazylia	85,22	82,63	2,59
5.	Finlandia	81,18	47,89	33,29
6.	Kanada	80,62	65,40	15,22
7.	Słowacja	79,63	25,27	54,35
8.	Belgia	70,58	21,82	48,76
9.	Słowenia	67,54	29,02	38,52
10.	Węgry	60,36	11,38	48,98
11.	Hiszpania	59,21	38,04	21,17
12.	W. Brytania	56,63	39,27	17,36
13.	Niemcy	56,35	44,09	12,26
14.	Rumunia	55,64	38,32	17,90
15.	Bułgaria	49,04	14,95	34,09
16.	Czechy	45,18	12,62	32,56
17.	USA	36,96	17,60	19,36
18.	Rosja	36,62	17,93	18,69
19.	Chiny	36,23	27,43	3,90
	Świat	37,24	26,89	10,35

Fukushima Daiichi. We wszystkich tych awariach doszło do stopienia rdzenia reaktora z powodu utraty chłodziwa, wywołanej awariami podstawowych i awaryjnych układów chłodzenia, a także błędnymi decyzjami obsługi. Dlatego po tych awariach wielką uwagę zwrócono na konstrukcję pasywnych rezerwowych systemów chłodzenia rdzenia reaktora. W żadnej awarii w historii energetyki jądrowej nie doszło do niekontrolowanej reakcji jądrowej.

Wyżej omówione awarie miały wpływ na spowolnienie rozwoju energetyki jądrowej na świecie. Jednak większość firm zajmujących się budową urządzeń energetycznych dla elektrowni jądrowych, mimo poniesionych strat, wyciągnęło właściwe wnioski z tych awarii. Opracowano nowe konstrukcje reaktorów, charakteryzujące się zwiększonym bezpieczeństwem pracy, szczególnie reaktorów generacji III+, i stworzono warunki do powrotu do dynamicznego rozwoju tej dziedziny energetyki. Na mapie firm przemysłu jądrowego pojawiły się, w tym niby kryzysowym czasie, nowe kraje takie jak Chiny i Korea Płd., które obok Rosji dają dzisiaj nowe impulsy rozwojowi energetyki jądrowej na świecie, gdy w dobie zagrożenia równowagi w ekosystemie poważnie wzrosło zapotrzebowanie na zero-emisyjne, stabilne źródła energii elektrycznej, zapewniające bezpieczeństwo pracy systemów elektroenergetycznych.

5. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych

Ważnym problemem związanym z wdrożeniem energetyki jądrowej w Polsce, obok akceptacji społecznej, jest jej efektywność ekonomiczna. Struktura kosztów w energetyce jądrowej charakteryzuje się wysokimi nakładami finansowymi na budowę elektrowni a niskimi kosztami eksploatacyjnymi, w tym kosztami paliwa. Jednym z ważnych kryteriów ekonomicznych przedsięwzięcia inwestycyjnego w dziedzinie źródeł wytwórczych w elektroenergetyce są prognozowane, jednostkowe, zdyskontowane na rok rozpoczęcia inwestycji, koszty wytwarzania energii elektrycznej, uwzględniające wpływ na te koszty zarówno nakładów inwestycyjnych, jak i kosztów eksploatacyjnych. Wykonane, w ramach opracowywania niniejszej opinii, obliczenia tych kosztów pozwalają na stwierdzenie, że jednostkowe, zdyskontowane na 2020 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, dla polskich warunków, są porównywalne z tymi kosztami, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂, w elektrowniach systemowych opalanych paliwami kopalnymi, to znaczy w elektrowniach parowych opalanych węglem i gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym. Są one na poziomie 350–360 zł/MWh. Istotne różnice występują natomiast w składowej paliwowej tych kosztów, z kosztami uprawnień do emisji CO₂, co przedstawiono w tabeli 6.

Wykonana analiza wrażliwości wpływu poszczególnych parametrów projektowych i eksploatacyjnych bloku jądrowego na jego efektywność ekonomiczną pozwalają na stwierdzenie, że największy wpływ na jednostkowe, zdyskontowane na 2020 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych mają: jednostkowe nakłady inwestycyjne, czas wykorzystania mocy zainstalowanej oraz stopa dyskontowa (koszt kapitału). Natomiast cena paliwa i okres eksploatacji elektrowni mają znacznie mniejszy wpływ na te koszty. Obniżenie jednostkowych nakładów inwestycyjnych o 10% lub zwiększenie czasu wykorzystania mocy zainstalowanej o 10% spowodowałoby zmniejszenie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej o 7,67%, a obniżenie stopy dyskontowej o 10%

Tabela 6

Prognozowane jednostkowe, zdyskontowane na 2020 rok,
koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych (JWCD),
z kosztami uprawnień do emisji CO₂

L.p.	Rodzaj jednostki wytwórczej	Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, z kosztami uprawnień do emisji CO ₂ , [zł/MWh]	Koszty paliwa i uprawnień do emisji CO ₂ w jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej [zł/MWh]
1.	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym	350	181
2.	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	355	189
3.	Blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym	360	218
4.	Blok jądrowy z reaktorem PWR generacji III+	352	49

spowodowałyby zmniejszenie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej o 7,38%. Natomiast podwyższenie ceny paliwa o 10% spowodowałyby podwyższenie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej tylko o 1,45%. Ma to istotne znaczenie przy ocenie ryzyka związanego z cenami paliw w przyszłości i ich wpływem na koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Wyniki te wskazują, że na etapie przygotowania inwestycji związanej z budową elektrowni jądrowej należy szukać dróg obniżenia jednostkowych nakładów inwestycyjnych i stopy dyskontowej. Doświadczenia płynące z obecnie budowanych, w kilku krajach na świecie, bloków jądrowych pokazują, że można uzyskać znaczne oszczędności w nakładach inwestycyjnych przy budowie dwóch bliźniaczych bloków jednocześnie, szczególnie w zakresie robocizny zbrojenia i betonowania fundamentów pod reaktor, obudowę bezpieczeństwa oraz układ chłodzenia. Dlatego obecnie realizowane inwestycje związane z budową elektrowni jądrowych w ponad 80% dotyczą projektów obejmujących dwa bliźniacze bloki, z niewielkim przesunięciem czasowym między nimi od pół roku do roku. Znaczne oszczędności w nakładach inwestycyjnych można uzyskać również przez właściwe przygotowanie inwestycji, pozwalające na jej realizację zgodnie z harmonogramem czasowym – nieprzedłużanie czasu jej trwania. Bardzo ważnym problemem przy realizacji tak

kapitało – i czasochłonnej inwestycji, jaką jest budowa elektrowni jądrowej, stanowi koszt kapitału (stopa dyskontowa). Na obniżenie jego wartości bardzo duży wpływ ma zaangażowanie Państwa w inwestycję, w postaci gwarancji kredytowych i zakupu wyprodukowanej energii elektrycznej po gwarantowanej cenie. Poza tym obecnie obserwuje się historycznie niskie stopy procentowe, a tym samym niski koszt kapitału, nie tylko w Polsce, ale również na świecie, co stanowi dobry moment do podejmowania inwestycji w dziedzinie energetyki jądrowej. Doświadczenia z budowy przez EdF bloków jądrowych w elektrowni Hinkley Point C w W. Brytanii pokazują, że prawie dwie trzecie wartości kontraktów budowy są realizowane przez firmy krajowe. Wszystkie te aspekty, w tym zaangażowanie Państwa w realizację projektu budowy elektrowni jądrowej, powinny być zawarte w modelu (planie) finansowym inwestycji.

Ważnym problemem związanym z wdrożeniem energetyki w Polsce jest również współpraca międzynarodowa, w tym w ramach państw członkowskich Unii Europejskiej (UE). Unia Europejska powinna promować rozwój przemysłu jądrowego w państwach członkowskich UE i włączyć energetykę jądrową do programu zielonego ładu (Green Deal) i wsparcia podobnie jak OZE, gdyż bez energetyki jądrowej nie będzie w stanie zrealizować zobowiązań klimatycznych. Zauważył to między innymi Premier Słowacji, który wystąpił z inicjatywą utworzenia europejskiego sojuszu krajów wykorzystujących energię jądrową, aby ułatwić państwom nieposiadającym jeszcze elektrowni jądrowych wdrożenie tej technologii. W chwili obecnej elektrownie jądrowe eksploatuje 13 państw członkowskich UE, co pozwala Unii Europejskiej na osiągnięcie największego na świecie udziału zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, w jej produkcji ogółem, a mianowicie 25,15% w 2018 roku.

6. Podsumowanie

Zawarte w niniejszej opinii analizy pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:

1. Zobowiązania Polski w ramach podpisanego Porozumienia klimatycznego (2015 roku) i decyzji Rady Europejskiej z października 2014 roku oraz stan źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), w tym szczególnie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), z których kilkadziesiąt o łącznej mocy ok. 10 GW będzie musiała być wyłączona z ruchu już w najbliższych latach, stanowią poważne wyzwanie dla polskiej elektroenergetyki w zakresie paliwowej i technologicznej transformacji źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).
2. Transformacja technologiczna źródeł wytwórczych w KSE powinna uwzględniać kryteria zrównoważonego rozwoju, z których do najważniejszych należy zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE oraz ochrona środowiska, w tym dążenie do neutralności klimatycznej. Oznacza to wyzwanie dla polskiej elektroenergetyki rozpoczęcia

budowy bezpiecznego, zeroemisyjnego systemu elektroenergetycznego, którego filarami powinny być elektrownie jądrowe oraz elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii (OZE), w tym lądowe i morskie elektrownie wiatrowe oraz elektrownie fotowoltaiczne.

3. Długoterminowa strategia zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego, prowadząca do neutralności klimatycznej, w kraju nieposiadającym dużych ekonomicznych zasobów energii wodnej, pozwalających na budowę w systemie elektroenergetycznym elektrowni wodnych dużej mocy, które zapewniają bezpieczną i stabilną jego pracę, może opierać się tylko na łączeniu rozwoju energetyki wykorzystującej OZE i energetyki jądrowej. Bez energetyki jądrowej nie będzie możliwe osiągnięcie przez Polskę celu neutralności klimatycznej.
4. W ostatnich latach zostały uruchomione i włączone do systemów elektroenergetycznych w kilku krajach nowoczesne, jądrowe reaktory wodno-ciśnieniowe (PWR) generacji III+, charakteryzujące się wysokim bezpieczeństwem i niezawodnością pracy, takie jak: AP 1000 (Westinghouse), EPR 1650 (EdF), WWER 1200 (Rosatom), Hualong 1 (CNNC) i APR 1400 (KHNP). Początek rozwoju energetyki jądrowej w Polsce przypadnie zatem w okresie, gdy technologia wodno-ciśnieniowych jądrowych reaktorów energetycznych uzyskała na świecie pełną dojrzałość konstrukcyjną i eksploatacyjną.
5. Istnieją dwa ważne problemy, które muszą być rozwiązane w związku z wejściem Polski na drogę rozwoju energetyki jądrowej, a mianowicie akceptacja społeczna i efektywność ekonomiczna przedsięwzięcia inwestycyjnego z tym związanego. Oba problemy są możliwe do pomyślnego rozwiązania. Racjonalna debata oparta na dowodach oraz perspektywa rozwoju określonego regionu powinna przekonać lokalną społeczność do energetyki jądrowej, opartej na sprawdzonej i bezpiecznej technologii. Przyjęcie modelu finansowego przedsięwzięcia inwestycyjnego, w które będzie zaangażowane Państwo, w konsorcjum z dostawcą reaktorów i podstawowych urządzeń energetycznych, z gwarancjami zakupu wyprodukowanej energii elektrycznej, powinno pozwolić, w możliwie krótkim czasie, na rozpoczęcie i terminowe zakończenie realizacji inwestycji, związanych z programem energetyki jądrowej w Polsce, oraz przejście do bezpiecznej ich eksploatacji w długim horyzoncie czasowym, przy względnie niskich i prawie stałych w czasie kosztach wytwarzania energii elektrycznej,
6. Wdrożenie w Polsce energetyki jądrowej przyczyniłoby się do zapewnienia bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i tym samym zwiększyłoby bezpieczeństwo energetyczne kraju, zwiększyłoby dywersyfikację paliwową sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki, ustabilizowałoby w długim horyzoncie czasowym koszty produkcji i tym samym ceny energii elektrycznej dla odbiorców, obniżyłoby znacząco emisję CO₂ i przybliżyłoby nasz kraj do osiągnięcia celu, jakim jest zbudowanie bezpiecznego i zeroemisyjnego systemu elektroenergetycznego, a tym samym celu zawartego w Porozumieniu paryskim – neutralności klimatycznej.

7. Paliwowa i technologiczna transformacja źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym będzie procesem wieloletnim, obejmującym okres około 30 lat. W tym czasie wiele działów gospodarki, w tym przemysł wydobywczy węgla kamiennego i brunatnego, będzie mogło dokonać przekształceń, wykorzystując w dużym stopniu możliwości jakie stworzy rozwój zeroemisyjnych technologii wytwórczych w elektroenergetyce.
8. Dla wdrożenia w Polsce energetyki jądrowej będzie konieczna intensyfikacja kształcenia kadr specjalistów oraz rozwój prac badawczych w tej dziedzinie.

8. Literatura

- [1] BP Statistical Review of World Energy, 2020.
- [2] Key World Energy Statistics, 2020.
- [3] Directive 2005/89/UE of the European Parliament and Council of 18 January 2006 on concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment. Official Journal of the European Union, 2006, L 33/1–L33/22.
- [4] Directive 2012/27/UE of the European Parliament and Council of 25 October 2012 on energy efficiency. Official Journal of the European Union, 2012, L 315/1–L315/56.
- [5] Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Agencja Rynku Energii S.A., Nr 12, 2019, Warszawa, 2020.
- [6] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2018. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2019.
- [7] Statystyka Ciepłownictwa Polskiego 2018. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2019.
- [8] Nuclear Power Reactors in the World. International Atomic Energy Agency, 2020 Edition.
- [9] Projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 roku. Ministerstwo Energii, 2019.
- [10] Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030. Ministerstwo Aktywów Państwowych, 2019.
- [11] Program polskiej energetyki jądrowej. MP 2020, poz. 946.
- [12] Zaporowski B.: Zrównoważony rozwój źródeł energii elektrycznej. Polityka Energetyczna, Tom 19, Zeszyt 3, 2016, 35–48.
- [13] Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., 2016, <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokryciazapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035>. (dostęp: 10.07.2018 roku)

W imieniu Komitetu Elektrotechniki PAN

PRZEWODNICZACY
Komitetu Elektrotechniki
Polskiej Akademii Nauk
prof. dr hab. inż. Marian Łukaniszyn

