

Z powyższych danych wynika, że przy obecnym tempie eksploatacji złóż i stopniu zagospodarowania pokładów, węgle brunatne zostaną wyczerpane w niecałe 18 lat, zaś węgle kamienne w nieco ponad 56 lat (przy pominięciu innych czynników wpływających na jakość i możliwość wydobycia). Mimo iż wydaje się, że jest to dość odległa przyszłość, wyczerpanie się zasobów węgla jest zagrożeniem jak najbardziej realnym, które musi być brane pod uwagę podczas planowania inwestycji energetycznych.

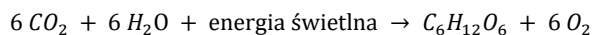
Logicznym zatem wydaje się poszukiwanie alternatywy dla energetyki węglowej. Obecne trendy skłaniają do inwestycji w odnawialne źródła energii. Potwierdza to m.in. *DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych*. Jednym ze źródeł będących alternatywą dla węgla jest biomasa. Jest ona zaliczana zarówno do OZE, jak i do paliw, których spalanie nie powoduje emisji CO₂. Wynika to z faktu, że podczas tworzenia dwutlenek węgla pochłaniany jest z atmosfery i bilans emisji jest uznawany za równy zeru. Poniższy artykuł spróbuje odpowiedzieć na pytanie, czy paliwo to jest w stanie zastąpić energetykę węglową, jakie zalety i wady się z tym wiąże, a także przedstawi obecną sytuację energetyki biomasowej w Polsce.

Obecne wykorzystanie biomasy

1.1 Czym jest biomasa?

Biomasa jest to ulegająca biodegradacji frakcja produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej (w tym substancje pochodzenia roślinnego i zwierzęcego), leśnej i powiązanych gałęzi przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, a także biogazy i ulegająca biodegradacji frakcja odpadów przemysłowych i komunalnych [2]. Polski ustawodawca definiuje ten rodzaj paliwa jako: *stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej i leśnej oraz przemysłu przetwarzającego ich produkty, oraz ziarna zbóż niespełniające wymagań jakościowych dla zbóż w zakupie interwencyjnym i ziarna zbóż, które nie podlegają zakupowi interwencyjnemu, a także ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów* [3].

Jak wynika z powyższych definicji, biomasę możemy rozpatrywać jako substancję występującą w trzech stanach skupienia: stałym, ciekłym i gazowym. Na tzn. biopaliwa stałe mogą składać się m.in. odpady z przemysłu rolniczego, produkty uboczne przeróbki drewna, niektóre odpady komunalne, czy też uprawiane specjalnie w celach energetycznych rośliny, takie jak wierzba wiciowa, owies zwyczajny, czy też robinia akacjowa. Są to głównie produkty pochodzenia roślinnego, które jak powszechnie wiadomo, podczas rozwijania się wykorzystują dwutlenek węgla zawarty w atmosferze w procesie fotosyntezy, przedstawionym poniższym równaniem.



Równanie 1 Reakcja fotosyntezy

Jest to główna przyczyna, dzięki której biomasa jest uznawana za paliwo nie powodujące emisji CO₂ do atmosfery.

Kolejną frakcją biomasy są jej pochodne w ciekłym stanie skupienia. Są one definiowane jako biopłyny: *ciekłe paliwa dla celów energetycznych innych niż w transporcie, w tym do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, wytworzone z biomasy lub ziaren zbóż pełnowartościowych, wykorzystywane w instalacjach spełniających wymagania w zakresie standardów emisyjnych, o ile takie standardy zostały określone na podstawie przepisów o ochronie środowiska* [3]. Na biopaliwa ciekłe składają się głównie produkty fermentacji alkoholowej węglowodanów zawartych w szczątkach roślinnych lub zwierzęcych oraz ich pirolizy. Podczas tych procesów najczęściej otrzymywanymi produktami są biometanol CH₃OH oraz bioetanol C₂H₅OH. Oba te związki stosuje się najczęściej jako biokomponent dodawany do paliw, jednak mogą one występować także bez dodatku paliw ropopochodnych. Innym ważnym elementem składającym się na grupę biopaliw ciekłych jest biodiesel. Jest to produkt estyfikacji tłuszczów roślinnych i zwierzęcych zawartych w biomase poddanej przetworzeniu. W silnikach diesla można stosować paliwo składające się w całości z biodiesla (ozn. B 100), a także mieszanki

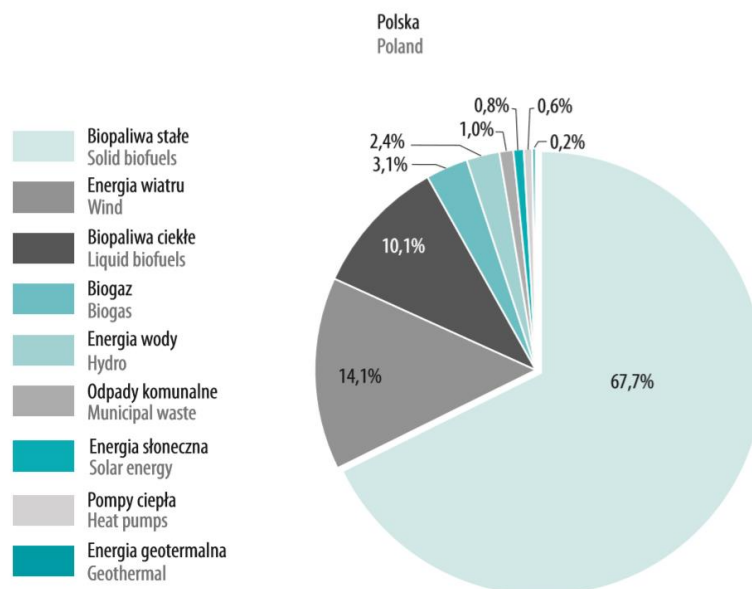
biodiesla z olejem napędowym (zależnie od składu procentowego mieszanki, oznaczenia takiego paliwa są różne, np. B 70 jest oznaczeniem paliwa, w którego skład wchodzi 70% biodiesla i 30% oleju napędowego) [4].

Polski ustawodawca rozróżnia dwa pojęcia dotyczące biomasy w stanie gazowym. Biogaz jest to *gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów*. Występuje też odrębne pojęcie definiujące biogaz rolniczy: *gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów* [3]. Produkcja biogazu jest procesem samoczynnym, nie wymagającym podejmowania dodatkowych czynności w celu jego wytworzenia, z wyjątkiem zapewnienia odpowiednich warunków w celu zwiększenia efektywności procesu. Wymagana jest jedynie budowa infrastruktury wychwytywającej i magazynującej powstały gaz.

Jak wspomniano powyżej, biomasa jest odnawialnym źródłem energii, które jest również uznawane za paliwo nie powodujące emisji CO₂. Podczas wytwarzania się biomasy, roślinność, z której ona powstaje, pochłania z atmosfery dwutlenek węgla niezbędny do przeprowadzenia procesu fotosyntezy opisany *Równaniem 1*. Mimo, że podczas procesu spalania biopaliw wydziela się CO₂, to uznaje się, że ilość wydzielonej substancji jest jednakowa z ilością pochłoniętą z atmosfery podczas procesu tworzenia surowca. Biomasa jest zatem paliwem wpisującym się zarówno w politykę propagowania OZE, jak i unijną politykę ograniczającą emisję dwutlenku węgla.

1.2 Biomasa w polskim miksie energetycznym

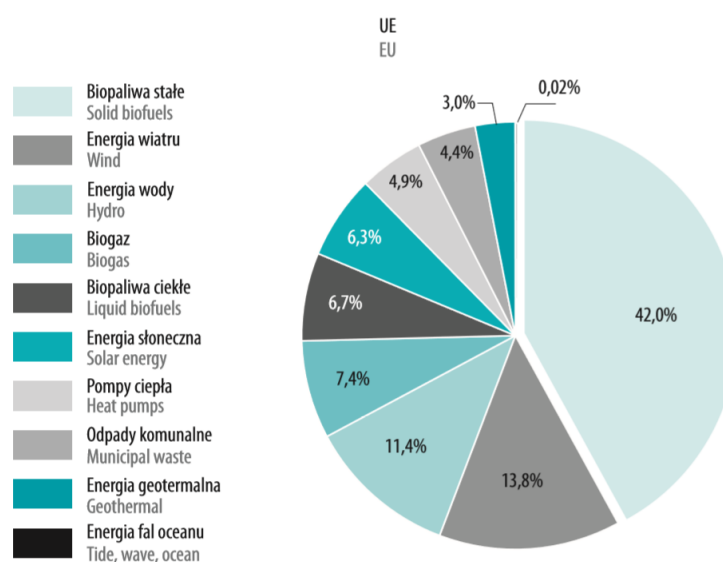
Obecnie w Polsce energia pochodząca z OZE stanowi ok. 13% całkowitej energii wytworzonej w naszym kraju. Pozyskiwana jest ona z wielu różnych źródeł, jednak to właśnie biomasa jest paliwem, którego wykorzystanie prowadzi do wytworzenia największej jej części. Przedstawia to poniższy wykres:



Rysunek 30 Struktura pozyskania energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych w 2017 r. w Polsce [5].

Jak łatwo zauważyć, biopaliwa stałe, ciekłe i biogaz składają się aż na 80,9% struktury OZE w Polsce. Udział ten jest zdecydowanie większy niż bardziej znanych opinii publicznej odnawialnych źródeł, jakimi są energia wiatru czy energia słoneczna. Te dwa źródła odpowiadają łącznie za niecałe 15% miksu OZE. W 2017r. z biomasy

wyprodukowano w Polsce ok. 6,94 Mtoe energii, zaś z energii wiatru i słonecznej łącznie – 1,21 Mtoe. Jest to ponad 5,5 razy więcej energii [6]. Dla porównania, w całej Unii Europejskiej, struktura OZE rozkłada się bardziej równomiernie. Biorąc pod uwagę 28 państw członkowskich, struktura wygląda następująco:



Rysunek 31 Struktura pozyskania energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych w 2017 r. w UE [5].

Biomasa wciąż odpowiada za większość wytworzonej energii, jednak składa się tylko na niewiele ponad 56%, w porównaniu do niemal 81% w Polsce. Wynika z tego, że biomasa stanowi ważną część miksu energetycznego nie tylko w naszym kraju, ale także w całej Unii Europejskiej, ponieważ jest najczęściej wykorzystywanym źródłem energii uznawanym za odnawialne.

W Polsce biomasą zajmuje się wiele przedsiębiorstw. Obrazuje to poniższa mapa:



Rysunek 32 Mapa instalacji biomasowych według magazynu Biomasa [7].

Na powyższej mapie kolorem ciemnozielonym przedstawione są elektrownie i elektrociepłownie spalające biomasę, zaś kolorem jasnozielonym zaprezentowane są planowane inwestycje w instalacje spalające biomasę. Według raportu Urzędu Regulacji Energii, moc zainstalowana instalacji wykorzystujących OZE w 2019r. wynosi 8 717,720 MW. 1705,576 MW to moc zainstalowana wykorzystująca jako paliwo biomasę (z 237,613 MW pochodzi ze spalania biogazu), a zatem stanowi ona ok. 19,6% całości. W poniższej tabeli przedstawione są instalacje o mocy zainstalowanej większej niż 15 MW wraz z miejscem ich występowania

Tabela 8 Instalacje biomasowe w Polsce o mocy zainstalowanej większej niż 15MW [8].

Lp.	Województwo	Powiat	Rodzaj_OZE	Moc zainstalowana [MW]
1	Świętokrzyskie	staszowski	BIOMASA	230,000
2	Mazowieckie	Warszawa	BIOMASA	170,000
3	Dolnośląskie	wrocławski	BIOMASA	100,000
4	Mazowieckie	Ostrołęka	BIOMASA	93,500
5	Kujawsko-Pomorskie	Świecki	BIOMASA	88,825
6	Śląskie	Zabrze	BIOMASA	76,500
7	Zachodniopomorskie	Szczecin	BIOMASA	76,000
8	Wielkopolskie	poznański	BIOMASA	63,000
9	Łódzkie	Łódź	BIOMASA	59,000
10	Podkarpackie	stalowowolski	BIOMASA	55,000
11	Podlaskie	Białystok	BIOMASA	55,000
12	Śląskie	Jaworzno	BIOMASA	50,000
13	Wielkopolskie	Konin	BIOMASA	50,000
14	Kujawsko-Pomorskie	Świecki	BIOMASA	48,000
15	Śląskie	Tychy	BIOMASA	40,000
16	Kujawsko-Pomorskie	Świecki	BIOMASA	33,000
17	Warmińsko-Mazurskie	Elbląski	BIOMASA	25,000
18	Wielkopolskie	poznański	BIOMASA	18,000
19	Małopolskie	Kraków	BIOMASA	16,900
20	Zachodniopomorskie	Szczecin	BIOMASA	15,481

Jest to raptem niewielki procent wszystkich instalacji spalających ten rodzaj paliwa. Jak wynika z raportu URE na dzień 31 marca 2019r. w Polsce funkcjonuje 305 instalacji biogazowych, a także 52 bloki biomasowe (biomasa stała i biopłynny). Ponadto, w naszym kraju funkcjonuje też 31 jednostek wykorzystujących technologię współspalania biomasy z paliwami kopalnymi, najczęściej węglem. Trudno jest jednak określić moc powstałą tylko w wyniku spalania biopaliw w takim bloku, a zatem ich wkład został pominięty w powyższej tabeli [8]. W sumie, 388 jednostek opartych całkowicie lub częściowo na spalaniu biopaliw odpowiadało w 2018r. za

wyprodukowanie 5 266,21002 GWh energii elektrycznej [9]. Jest to ok. 3% rocznego zapotrzebowania Polski na energię elektryczną, które w 2018r. wyniosło 170 932 GWh.

1.3 Alternatywa dla węgla

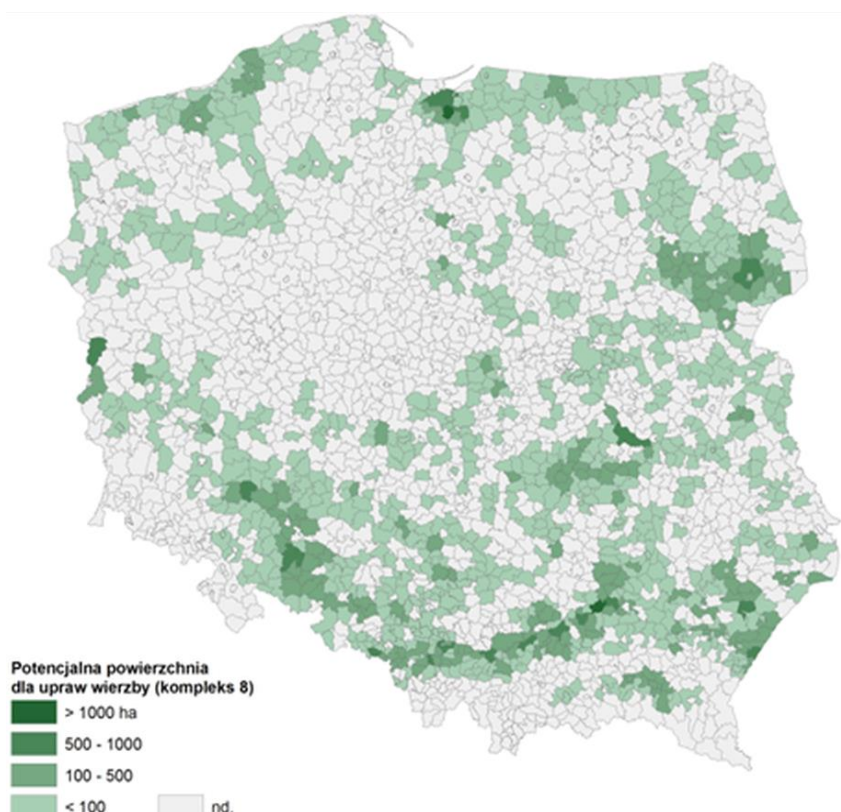
W Polsce przemysł produkujący biomasę jest dobrze rozwinięty (*Mapa 1*). Wynika to między innymi z powszechnie występującego przemysłu rolniczego i drzewnego. Podczas żniw, zdecydowanie większa część danej rośliny jest odpadem powstającym w wyniku pozyskania zamierzonej, mniejszej jej części. W czasie obróbki drewna powstają różnego rodzaju odpady. Są nimi m.in. zrębki drewna, kora, trociny czy też mniejsze elementy nie nadające się do dalszej obróbki. Wszystkie te odpady magazynują w sobie energię, a zatem mogą stać się potencjalnym biopaliwem. Odpady te poddane są odpowiedniej obróbce, polegającej m.in. na wysuszeniu, czyli zmniejszeniu zawartości wilgoci w materiale, czy też sprasowaniu. Produktami tych procesów są np. pelety, brykiet, czy też bele siana. Porównanie możliwości paliwowych powyższych oraz innych kolejnych surowców przedstawia poniższa tabela:

Tabela 9 Porównanie parametrów opałowych 6 postaci biomasy z węglem kamiennym [10].

Surowiec	Wartość opałowa [MJ/kg]	Wilgotność [%]	Zawartość popiołu [% suchej masy]
Węgiel kamienny	25-29	12	12
Zrębki drzewne	6-16	20-60	0,6-1,5
Trociny	ok. 19	5-15	<0,5
Kora	18,5-20	55-65	1-3
Pelety	16,5-18,5	7-12	0,4-1
Brykiet	19-21	6-8	0,5-1
Słoma	14-15	10-20	3-4

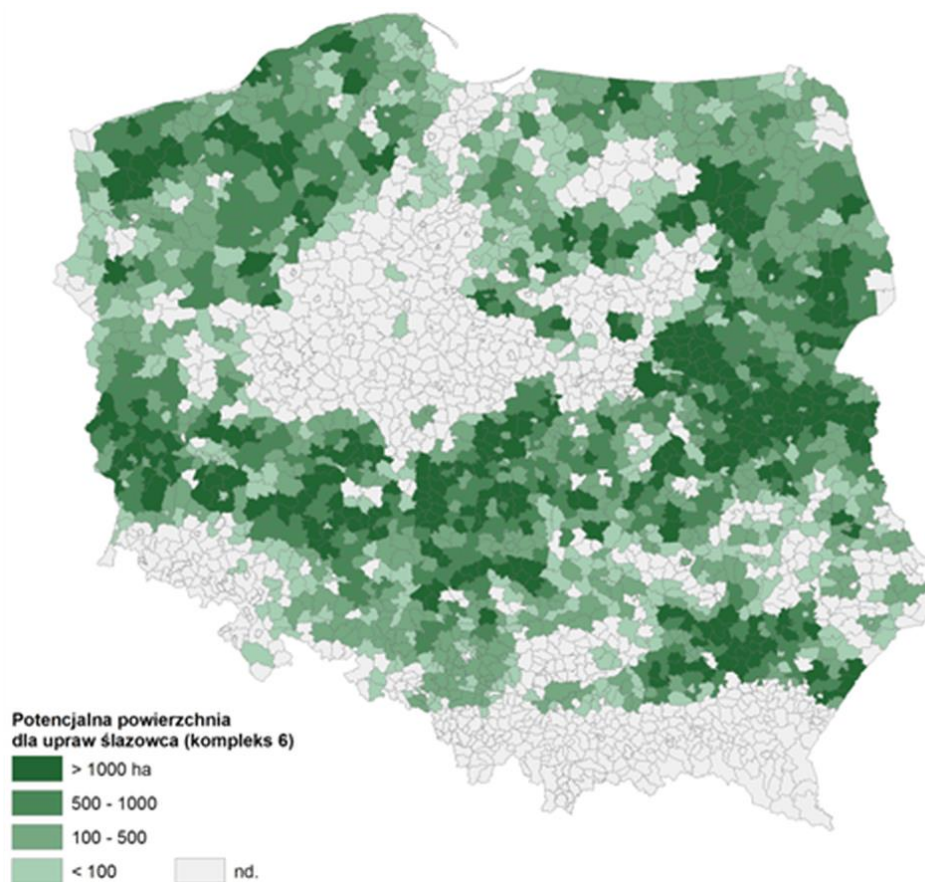
Jak wynika z analizy danych znajdujących się w tabeli, wartość opałowa biopaliw jest mniejsza niż dla węgla kamiennego. Jednakże, energia w nich zgromadzona może być wykorzystana w celach energetycznych z dobrym skutkiem, zwłaszcza biorąc pod uwagę fakt, że większość z powyższych paliw stanowią przetworzone bądź nieprzetworzone odpady produkcyjne.

Potencjał Polski w produkcji biomasy pochodzenia roślinnego jest bardzo duży. Duża część gleb nie jest wystarczająco dobra, by można było prowadzić na niej uprawę roślin spożywczych. Jedną z możliwości zagospodarowania wspomnianych gleb są uprawy energetyczne. Jedną z podstawowych cech roślin hodowanych w celu późniejszego spalania, celem wytworzenia energii, jest ich wysoka tolerancja na jakość gleby. Innymi istotnymi cechami tychże roślin jest szybki wzrost, niska zawartość wilgoci i popiołu oraz stosunkowo duża kaloryczność. Jednym z przykładów takiej uprawy jest hodowla wierzby wiciowej. Jest to roślina, której cechy zachęcają do inwestycji w jej plantację. Charakteryzuje ją przede wszystkim szybki wzrost, co zapewnia duży przyrost biomasy w stosunkowo krótkim czasie. Jest odporna na choroby, a jej plantacje mają żywotność przekraczającą nawet 30 lat. Na opłacalność inwestycji wpływa także fakt możliwości otrzymania dotacji na jej uprawę. Ponadto, jest to roślina bardzo tolerancyjna na jakość gleby, co przedstawia poniższa mapa:



Rysunek 33 Mapa przedstawiająca potencjalną powierzchnię dla upraw wierzby [11].

Jednak nie jest to roślina o największej tolerancji na glebę, która może być uprawiana w Polsce. Największą potencjalną powierzchnią upraw cechuje się ślázowiec.



Rysunek 34 Mapa przedstawiająca potencjalną powierzchnię dla upraw ślazuwca [11].

Jego uprawa jest łatwiejsza niż uprawa wierzby, jednak z uwagi na coroczne obumieranie pędów, konieczne jest przeprowadzanie zbiorów każdego roku. Oczywiście każda roślina ma różne właściwości, a ich porównanie z węglem znajduje się w poniższej tabeli (przedstawione zostaną tylko niektóre przykłady roślin):

Tabela 10 Porównanie parametrów opałowych roślin energetycznych z węglem kamiennym [12] [13].

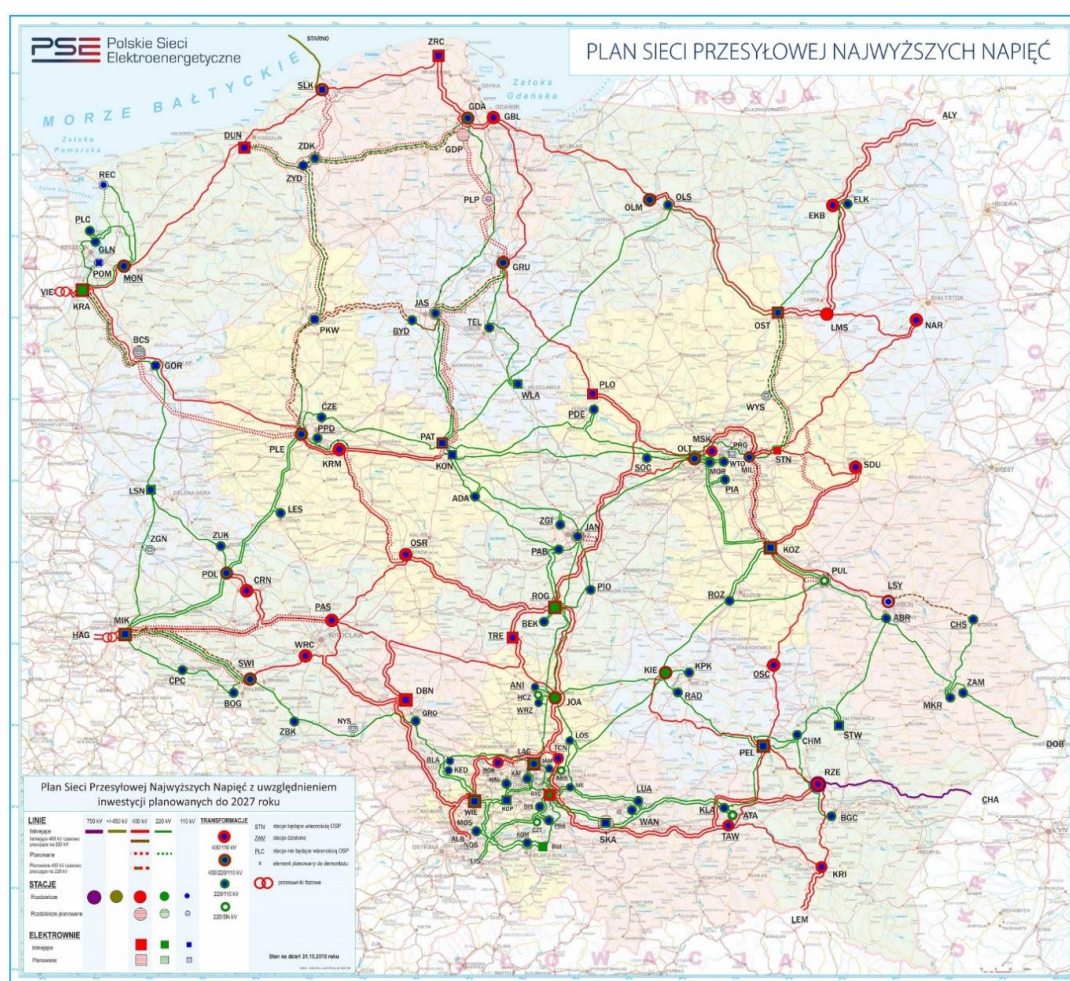
Surowiec	Wartość opałowa suchej masy [MJ/kg]	Wilgotność po osuszeniu [%]	Zawartość popiołu [% suchej masy]
Węgiel kamienny	25-29	12	12
Wierzba wiciowa	19,01	5,89	1,08
Ślazuwec pensylwański	18	8-10	2-4
Słonecznik bulwiasty	15,31	10,00	5,36
Miksant olbrzymi	16,28	9,67	6,89

Oczywiście, w powyższej tabeli podane zostały tylko dane orientacyjne. W rzeczywistości wartości wszystkich czynników uwzględnionych powyżej zależą od wielu zmiennych takich, jak długość procesu osuszania, pora zbioru rośliny, czy stopień sprasowania. Jednak, mimo braku uwzględnienia tych czynników, można stwierdzić, że rośliny energetyczne oferują mniejszą ilość energii wydzieloną z tej samej masy w porównaniu do węgla, jednak cechują się one mniejszą zawartością popiołu w próbce [14].

Ważnym aspektem w porównaniach biomasy z węglem jest ich dostępność. Proces wydobycia węgla jest trudniejszy i kosztowniejszy od prowadzenia uprawy roślin energetycznych. Hodowla roślin energetycznych może być prowadzona de facto na terenie całej Polski, zaś węgiel jest dostępny tylko w niewielkiej jej części (argument ten zostanie rozwinięty w następnym rozdziale artykułu). Warto też pamiętać, że dużą część paliw biomasowych mogą stanowić odpady pochodzenia przemysłowego oraz komunalnego, a zatem jest to w pewnym sensie „darmowa energia” pozyskana z zasobów, które uznaliśmy za zbędne. Jednak dalej niepodważalnym zostaje fakt, że węgiel jest paliwem bardziej kalorycznym i wyprodukowanie jednostki energii wymaga mniejszej masy paliwa.

1.4 Bezpieczeństwo lokalne – Kogeneracja rozproszona

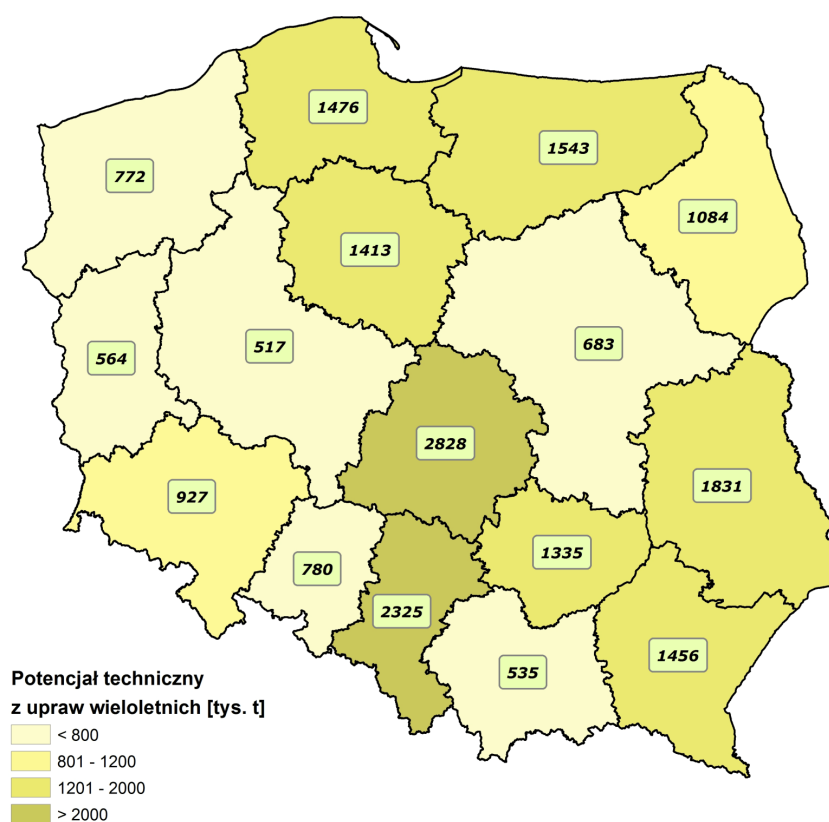
Terażniejszy system elektroenergetyczny w Polsce składa się w dużej mierze z dużych bloków elektrowni i elektrociepłowni znajdujących się głównie w okolicach miejsc wydobycia węgla oraz linii wysokiego napięcia przesyłających wytworzoną energię dalej przez kolejne stacje rozdzielcze.



Rysunek 35 Plan sieci przesyłowej najwyższych napięć w Polsce [15].

Po analizie powyższej mapy, można zauważyć, że w wielu częściach kraju nie funkcjonują żadne elektrownie. Regiony te zatem są w znacznej części (jeśli nie niemal całkowicie) zależne od importu energii z innych regionów bądź z zagranicy. Stwarza to pewnego rodzaju ryzyko. W przypadku awarii sieci przesyłowej, stanowiącej jedyne źródło energii, występuje zagrożenie tzn. blackoutu.

Kogeneracja rozproszona stanowi rozwiązanie tego problemu. Idea ta polega na inwestycji w dużą liczbę niewielkich bloków, których zadaniem byłoby zapewnienie stałego dostępu do energii elektrycznej i ciepła w regionie, w którym blok ten się znajduje. Spowodowałoby to wzrost bezpieczeństwa energetycznego rozważanego regionu, niejako uniezależniając go częściowo od „energetyki krajowej”. W wypadku takiego rozwiązania, trzeba zastanowić się nad potencjalnym paliwem, które spełniałoby zapotrzebowanie takowych bloków. Oczywiście wydaje się, że musi być to paliwo dostępne niemalże w całym kraju, aby inwestycja była racjonalna. W Polsce paliwa kopalne wydobywane są niemalże tylko w południowo-zachodniej części kraju, zatem należałoby je transportować do innych regionów, co spowodowałoby wzrost kosztów związanych z samym transportem, a także emisją CO₂ podczas jego trwania. Warto zatem zwrócić uwagę na OZE. Biomasa wydaje się być potencjalnym rozwiązaniem. Jak wspomniano we wcześniejszych rozdziałach artykułu, potencjał produkcyjny biomasy w Polsce jest znaczny, co przedstawia poniższa mapa:



Rysunek 36 Mapa przedstawiająca potencjał techniczny z upraw wieloletnich roślin energetycznych w Polsce wg województwa [11].

Przedstawiony został tylko potencjał biomasowy wynikający z upraw energetycznych, a należy także pamiętać o biomasie pochodzenia przemysłowego i komunalnego w postaci biodegradowalnych odpadów.

Przedstawiony powyżej plan wpisuje się w obecną politykę energetyczną państwa. Jest on ujęty w realizowanym obecnie projekcie tzn. klastrów energii. Jest to *cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu (...) lub 5 gmin (...)* [16]. Celem tego projektu jest rozwój danych terytoriów poprzez wykorzystywanie lokalnych zasobów oraz zwiększenie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego [17]. Mimo iż prawo tego nie precyzuje, klarownym wydaje się, że powstanie klastra energii funkcjonującego na terenie 5 gmin dotyczy gmin ze sobą sąsiadujących. Przeanalizujmy pewien scenariusz. Na terenie większości powiatów jednego z województw powstały oddzielne obiekty energetyczne wykorzystujące lokalne źródła biomasy jako paliwo. Transport paliwa jest tani z uwagi na małe odległości z upraw do bloku. Dany blok spełnia zapotrzebowanie powiatu na energię elektryczną oraz ciepło. W przypadku awarii, krajowy system elektroenergetyczny zapewnia dostęp do energii do czasu jej rozwiązania. Mieszkańcy nie zostają pozbawieni dostępu do światła czy ciepła.

Założenie klastrów energii rozwiązuje też problem inwestycji w OZE. Jako że spalane miałyby w nich być biopaliwa, spełniony zostanie plan Unii Europejskiej o zmniejszeniu emisji CO₂. Wpisuje się to także w propagowanie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, a zatem podniesie to procentowy udział energii uzyskanej z biomasy w polskim miksie energetycznym, co przybliży nas do spełnienia unijnych warunków. Ponadto, właśnie z powyższych powodów, inwestycje takie mogą liczyć na finansowanie zewnętrzne zarówno Unii jak i państwa.

Podsumowanie

Oczywiście, nie wolno zapominać o potencjalnych zagrożeniach związanych z tematem biomasy. Jednym z nich jest wykorzystywanie jako paliwa, spalanego w blokach biomasowych, drewna, które jest na tyle dobre jakościowo, że jest surowcem przemysłu drzewnego. Mogłoby to wytworzyć konkurencję na rynku biomasowym, niekorzystną dla przemysłu drzewnego. Ponadto, zbyt ochocze wykorzystywanie biomasy jako paliwa, może prowadzić do zbyt dużego udziału upraw roślin energetycznych na ziemiach Polski, co może prowadzić, np. do nadmiernego wylesiania. Przede wszystkim jednak, różne organizacje na terenie Unii Europejskiej apelują o zmianę sposobu obliczania śladu węglowego powstającego wskutek spalania biomasy. Każdy rodzaj biopaliw ma różny skład chemiczny, rośnie w innych warunkach, czy jest spalany w innych warunkach. A zatem nie można traktować tego rodzaju paliwa ogólnikowo. Te oraz inne zagrożenia można znaleźć m.in. w raporcie *PULAPKI I POTENCJAŁ ROLA BIOENERGII W POLITYCE ENERGETYCZNEJ UNII EUROPEJSKIEJ PO 2020* [18].

Jednak podsumowując argumenty zawarte w powyższym artykule należy stwierdzić, że kogeneracja biomasowa jest realną alternatywą dla polskiej energetyki opartej w znacznym stopniu na paliwach kopalnych. Pozwala ona spełnić unijne normy dotyczące emisji dwutlenku węgla oraz wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Zapewnia rozwój poszczególnych regionów Polski w oparciu nie tylko o lokalne bezpieczeństwo energetyczne, ale także z uwagi na rozwój lokalnego rynku energetycznego i powstawanie nowych przedsiębiorstw, czy też wykorzystywanie lokalnych zasobów. Jednak przede wszystkim, jest to alternatywa pozwalająca na zwiększenie troski o środowisko naturalne, które jest niezbędne do życia i rozwoju człowieka.

Bibliografia

- [1] EnerData, „Global Energy Statistical Yearbook 2019,” 2019. [Online]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/coal-lignite/coal-production-data.html>. [Data uzyskania dostępu: 5 sierpień 2019].

- [2] „Wikipedia,” [Online]. Available: <https://pl.wikipedia.org/wiki/Biomasa>. [Data uzyskania dostępu: 10 sierpień 2019].
- [3] *Dz.U. 2015 poz. 478.*
- [4] „energia360.pl,” [Online]. Available: <https://energia360.pl/biomasa,ac149/biopaliwa-plynnne,1711>. [Data uzyskania dostępu: 31 sierpień 2019].
- [5] G. U. Statystyczny, „Energia 2019,” GUS, Warszawa, 2019.
- [6] EnerData, „Global Energy Statistical Yearbook 2019,” 2019. [Online]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-energy-production.html>. [Data uzyskania dostępu: 31 sierpień 2019].
- [7] M. Biomasa, „Mapa instalacji biomasowych,” 2019.
- [8] U. R. Energetyki, „Instalacje odnawialnego źródła energii wg stanu na 31 marca 2019r.,” 2019.
- [9] U. R. Energetyki, „Ilość energii elektrycznej wytworzonej z OZE w latach 2005 - 2019, potwierdzonej świadectwami pochodzenia, wydanymi do dnia 31.03.2019 r.,” 2019.
- [10] D. Artyszak, „Rośliny energetyczne - charakterystyka,” *Nowoczesna Energetyka Europy Środkowo-Wschodniej 2015*.
- [11] IUNG-PIB, „Potencjał biomasy w Polsce,” [Online]. Available: http://biomasa.pw.iung.pl/geoportal_wizualizacje_wynikow.html. [Data uzyskania dostępu: 31 sierpień 2019].
- [12] M. Smaga, „Porównanie roślin energetycznych uprawianych w Polsce,” nr 01/2017, 23 lutego 2017.
- [13] W. P. Joanna Szyszlak-Bargłowicz, „WARTOŚĆ OPAŁOWA BIOMASY,” 2009.
- [14] S. S. D. M. Anna Poskart, *KARBONIZAT ŚLĄZOWCA PENSYLWAŃSKIEGO JAKO PALIWO*, 2016.
- [15] P. (Polskie_Sieci_Elektroenergetyczne), *Plan sieci przesyłowej najwyższych napięć*.
- [16] *Dz.U. 2016 poz. 925*, 2016.
- [17] E. Ministerstwo. [Online]. Available: <https://www.gov.pl/web/energia/klastry-energii>. [Data uzyskania dostępu: 31 sierpień 2019].
- [18] o. non-government, *PULAPKI I POTENCJAŁ, Rola bioenergii u polityce Unii Europejskiej po 2020*.

Analiza stanu zastosowań fotowoltaiki w Polsce i na świecie

Agnieszka Kamińska

Opiekun naukowy: dr hab. inż. Dorota Chwieduk, prof. PW

Słowa klucz.

fotowoltaika,
energia
słoneczna

Streszczenie. 250 słów maks.

Niniejszy artykuł dotyczy zwiększającej się roli fotowoltaiki w sektorze energetycznym. We wstępie opisano rodzaje instalacji fotowoltaicznych oraz ich główne elementy. Dalej przedstawiono stan zastosowań fotowoltaiki w Polsce na tle innych krajów. Na koniec 2018 roku globalna moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych wyniosła około 0,48 TW, przy czym w Polsce liczba ta była na poziomie 0,88 GW. W artykule poruszono również kwestię zmieniającej się struktury produkcji energii elektrycznej związanej z wprowadzanymi pakietami klimatyczno-energetycznymi. Obecnie energia elektryczna produkowana z instalacji PV stanowi około 0,18% krajowej produkcji. Dalej omówione są także istotne zmiany w ustawie OZE wprowadzone w życie w sierpniu bieżącego roku. Na koniec wyszczególniono zalety, jakie posiada ten rodzaj pozyskiwania energii, oraz sformułowano pewne przewidywania odnośnie znaczenia instalacji PV w polskiej i światowej energetyce.

1 Wstęp – instalacje fotowoltaiczne

Instalacja fotowoltaiczna to zespół urządzeń, poprzez które zachodzi konwersja energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Kluczowym elementem instalacji są moduły fotowoltaiczne. Ich sprawność sięga nawet do 25%. Do zmiany parametrów prądu powstającego w wyniku efektu fotoelektrycznego służą falowniki. Większość z nich to urządzenia MPPT, dzięki czemu mogą one dostosowywać natężenie prądu oraz napięcie modułów tak, by w danych warunkach nasłonecznienia uzyskać jak najwyższą produkowaną moc. Obecnie istnieje możliwość podłączenia urządzenia do internetu oraz sprawdzania, jak pracuje mikro-instalacja i ile udało się zaoszczędzić. W skład instalacji wchodzi również: rozdzielnice elektryczne, przewody elektryczne oraz konstrukcja montażowa, której rodzaj zależy od usytuowania modułów. [1]

Obecnie wyróżniamy dwa podstawowe typy systemów fotowoltaicznych. Pierwszym z nich i bardziej powszechnym jest instalacja on-grid, która cechuje się tym, że wszelkie nadwyżki wyprodukowanej energii są sprzedawane do sieci energetycznej. Obowiązkowo montuje się licznik dwukierunkowy wskazujący ilość energii oddanej i pobranej. Zgodnie z ustawą o OZE od 1 lipca 2016 roku obowiązuje net-metering, czyli rozliczanie energii elektrycznej wyprodukowanej z instalacji PV z energią elektryczną zużytą w okresie rozliczeniowym. W przypadku gdy więcej energii elektrycznej jest produkowane niż zużywane, to jej nadwyżka magazynowana jest w sieci. W przypadku instalacji fotowoltaicznej o mocy do 10 kW prosument może odebrać bezpłatnie 80% energii oddanej do dystrybutora. Liczba ta maleje do 70% w przypadku instalacji o mocy mieszczącej się w przedziale 10-50 kW. Drugi typ systemu fotowoltaicznego to instalacja off-grid, tzw. instalacja wyspowa, która działa poza publiczną siecią energetyczną. Energia, jakiej nie zużywa się w danej chwili, jest magazynowana w specjalnych akumulatorach stanowiących dodatkowy element instalacji. Opcja ta jest jednak znacznie droższa ze względu na wysokie koszty zakupu zasobników energii. [1]

2 Stan zastosowań fotowoltaiki w Polsce i na świecie

2.1 Polska

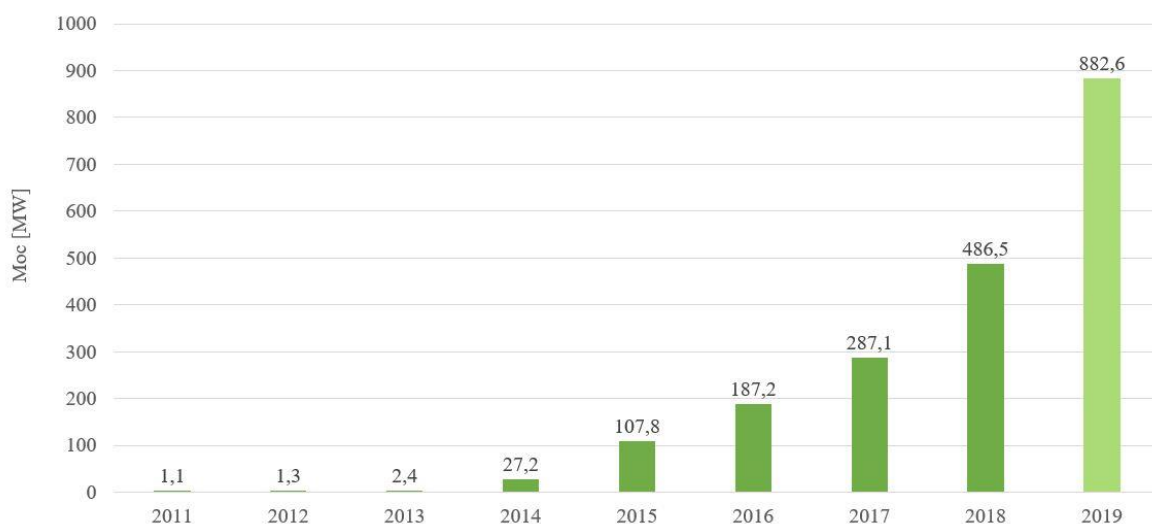
Przyrost mocy instalacji fotowoltaicznych z roku na rok ma w Polsce charakter hiperboliczny. Pod koniec 2011 roku moc zainstalowana w fotowoltaice wynosiła około 1,1 MW. Do 2015 roku wartość ta osiągnęła poziom 100 MW. W latach 2015-2017 moc instalacji PV rosła o około 100 MW rocznie. Pod koniec 2018 roku odnotowano natomiast roczny przyrost równy w przybliżeniu 200 MW, co przekłada się sumarycznie na 486,5 MW mocy zainstalowanej. Według przewidywań istnieje możliwość, że już pod koniec września bieżącego roku zostanie przekroczona granica 1 GW. Krajowa produkcja energii elektrycznej z elektrowni słonecznych w 2017 roku wynosiła 0,165 TWh, a w 2018 wzrosła niemal dwukrotnie, osiągając wartość 0,3 TWh. [2]

Już od 5 lat w Polsce występuje dynamiczny rozwój fotowoltaiki, Tylko w 2018 roku wzrost mocy zainstalowanej wyniósł ok. 90%, dzięki powstawaniu nowych mikroinstalacji (do 50kW), małych instalacji (do 500 kW) oraz farm fotowoltaicznych (do 1 MW). Wpływają na to między innymi malejące ceny komponentów, zmiany wprowadzane w ustawie o OZE, które wspierają prosumentów, oraz obawy konsumentów wiążące się z rosnącymi cenami energii. Co ciekawe,

w Polsce panują warunki klimatyczne podobne do tych w Niemczech, jednego ze światowych liderów pod względem zainstalowanej mocy, i są uważane za odpowiednie dla instalacji PV. Na terenach Polski napromieniowanie roczne wynosi 1000 kWh/m².

Według danych Agencji Rynku Energii z 2018 roku fotowoltaika stanowi 6,6% mocy zainstalowanej w OZE, zaś 1,3% mocy zainstalowanej w krajowym systemie energetycznym. Instalacje PV zanotowały najwyższy roczny przyrost mocy wśród „zielonych” źródeł energii, który osiągnął wartość 95%. Udział OZE w całkowitej produkcji prądu w 2018 wyniósł 12,7%, natomiast fotowoltaiki zaledwie 0,18%.

Istotny wpływ na rozwój fotowoltaiki w Polsce wywiera polityka klimatyczno-energetyczna Unii Euro-pejskiej oraz liczne zmiany w polityce energetycznej i na rynku energii elektrycznej. Według projektów Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040) oraz Krajowego planu na rzecz energii i klimatu do 2030 r. (KPEiK 2030) zakłada się, że do 2020 roku nastąpi wzrost mocy zainstalowanej w fotowoltaice. Projekt PEP 2040 przewiduje, że instalacje PV osiągną łączną moc 20,2 GW, co przekłada się na 25% krajowej mocy zainstalowanej. Z kolei projekt KPEiK prognozuje, że w 2040 roku instalacje fotowoltaiczne będą miały sumaryczną moc równą 15,7 MW.

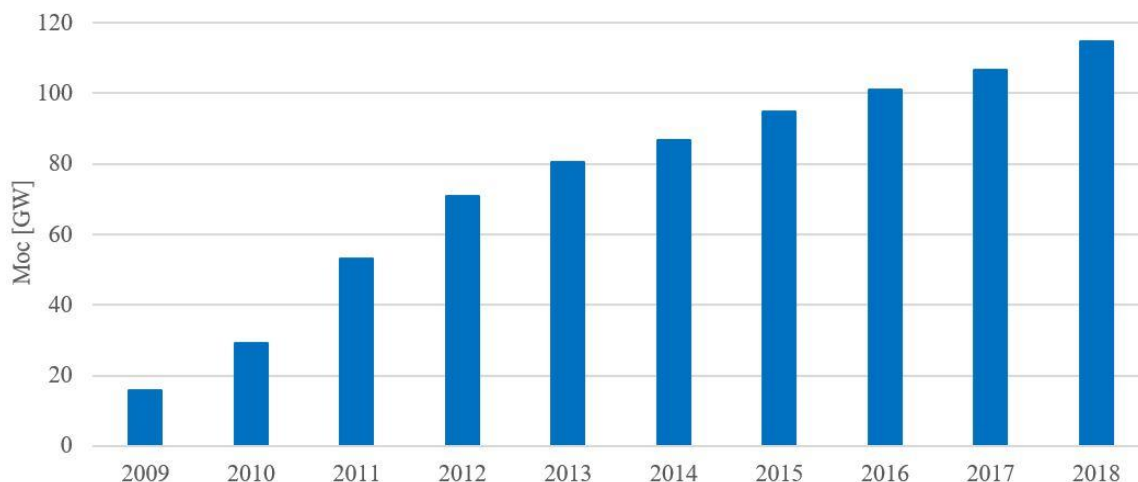


Rysunek 1. Wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w Polsce w latach 2011-2019, stan na 01.08.2019 r. [2]

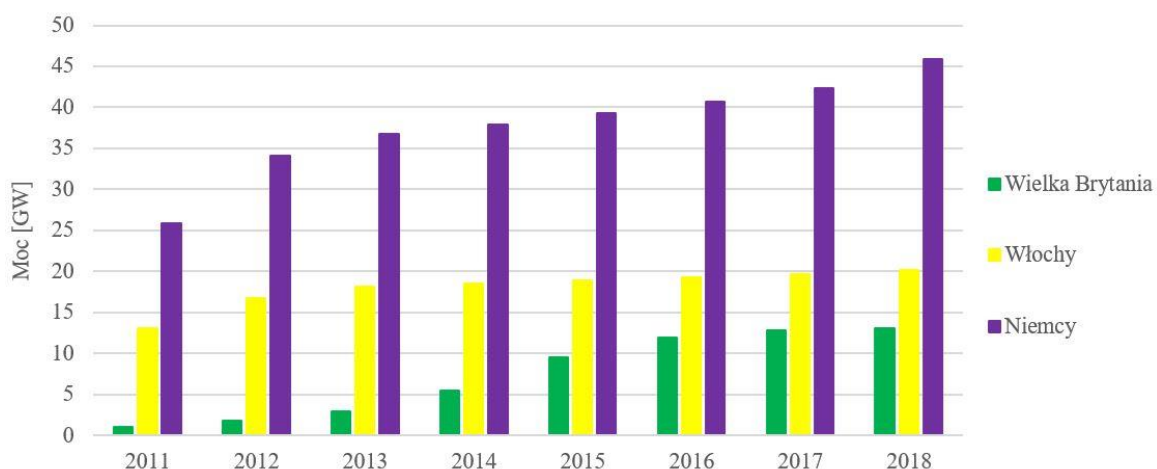
2.2 Unia Europejska

W krajach Unii Europejskiej boom na rynku fotowoltaiki rozpoczął się w roku 2009, kiedy to weszła w życie Dyrektywa OZE. Zgodnie z tym dokumentem udział energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii do 2020 r. powinien osiągnąć poziom 20%. Każdy kraj zobowiązano do opracowania krajowego planu działań do 2020 r., który ustaliłby, jak zostaną osiągnięte krajowe cele związane z udziałem energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Wskutek tej Dyrektywy w ciągu 9 lat w krajach UE moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych wzrosła niemal 10 razy, a na koniec 2018 roku wyniosła 116 GW. W 2018 roku w krajach UE z instalacji fotowoltaicznych wyprodukowano 122,3 TWh. W porównaniu z rokiem 2017 produkcja energii z tego źródła wzrosła w przybliżeniu o 10 TWh. [3]

Do grona liderów w Unii Europejskiej pod względem zainstalowanej mocy w źródłach fotowoltaicznych należą Niemcy (45,93 GW), Włochy (20,12 GW) i Wielka Brytania (13,108 GW). W 2018 roku do sieci przyłączono instalacje PV o łącznej mocy 7,6 GW. Wśród krajów o największych wzrostach mocy znalazły się: Niemcy (3 GW), Holandia (1,5 GW), Francja (1,3 GW) i Węgry (0,5 GW). W Polsce zaś w 2018 roku roczny przyrost wyniósł 0,235 GW, co dało jej pod tym względem 9. miejsce w UE. [2]



Rysunek 2. Wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w Unii Europejskiej w latach 2009-2018 [2]



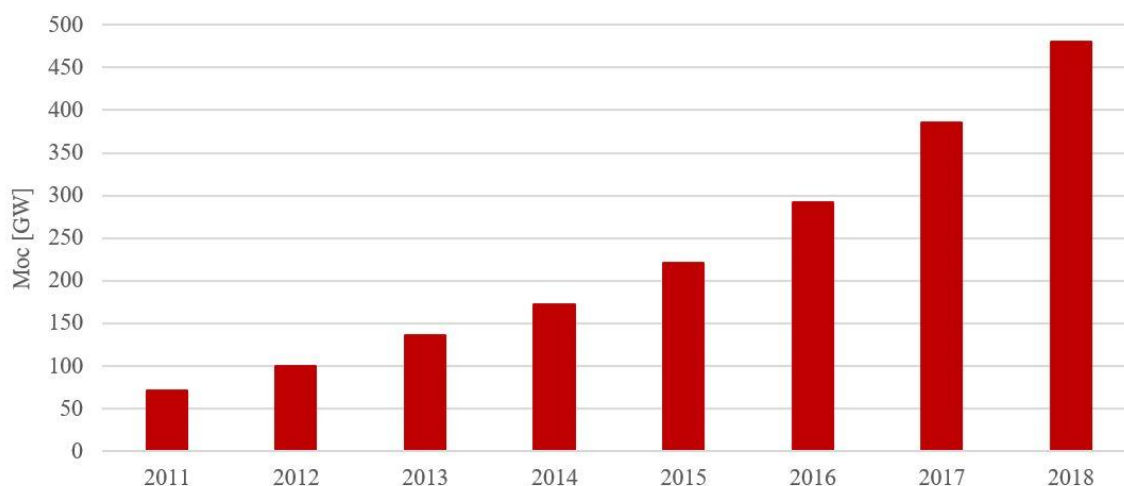
Rysunek 3. Wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w Niemczech, Włoszech i Wielkiej Brytanii w latach 2011-2018 [2]

2.3 Świat

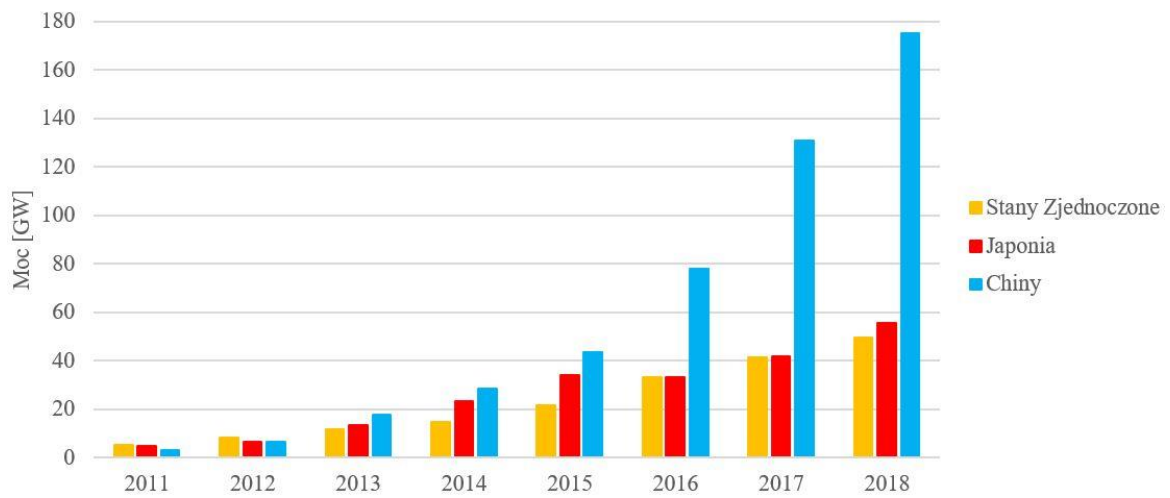
Analizując dane dotyczące mocy zainstalowanej w PV, można zauważyć, że w przeciągu 6 lat wzrosła ona pięciokrotnie, osiągając na koniec 2018 r. wartość równą około 480 GW. W przeciągu jednego roku przybyło około 100 GW nowo zainstalowanej mocy. Niemalże 37% mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych jest w Chinach, co czyni ten kraj światowym liderem. W czołówce znajdują się również Stany Zjednoczone i Japonia, każdy z tych krajów odpowiada za ponad 10% mocy zainstalowanej. Tuż za nimi znajduje się nasz zachodni sąsiad, u którego w 2017 r. fotowoltaika zaspokoila 7% krajowego zapotrzebowania na energię.

W 2018 roku do krajów o największych rynkach fotowoltaiki należały: Chiny, Japonia, Stany Zjednoczone i Niemcy, te cztery państwa odpowiadały za niemal 75% dodatkowej mocy zainstalowanej. 32 kraje miały elektrownie słoneczne o mocy równej co najmniej 1 GW, zaś w 11 krajach w przeciągu 2018 roku zainstalowano co najmniej 1 GW. [6]

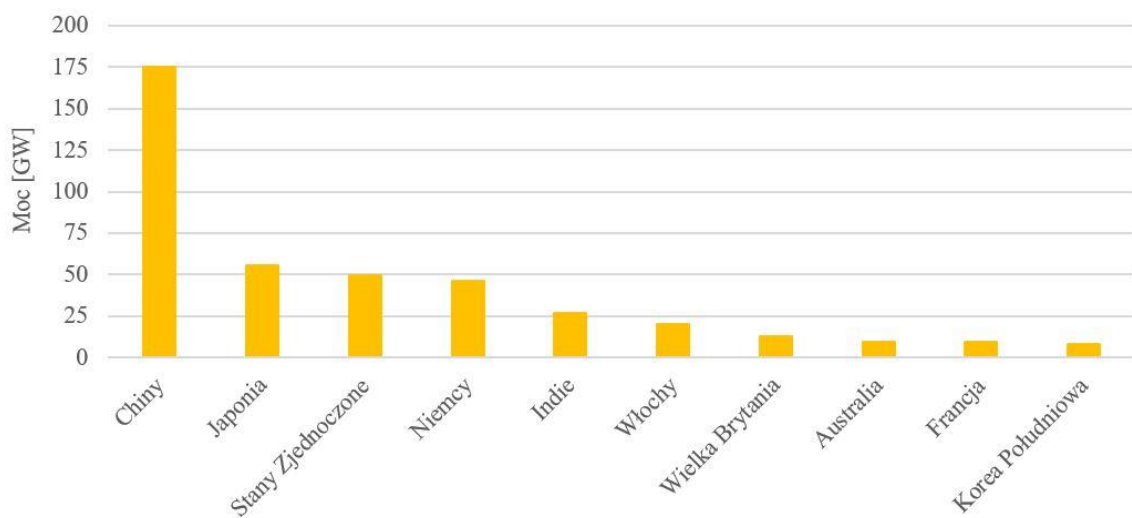
Ekspert z Międzynarodowej Agencji Energetyki uważają, że elektrownie słoneczne odpowiadają za 2,6% globalnej produkcji energii elektrycznej oraz że mają one potencjał, by w bardzo krótkim czasie stać się głównym światowym źródłem energii elektrycznej.



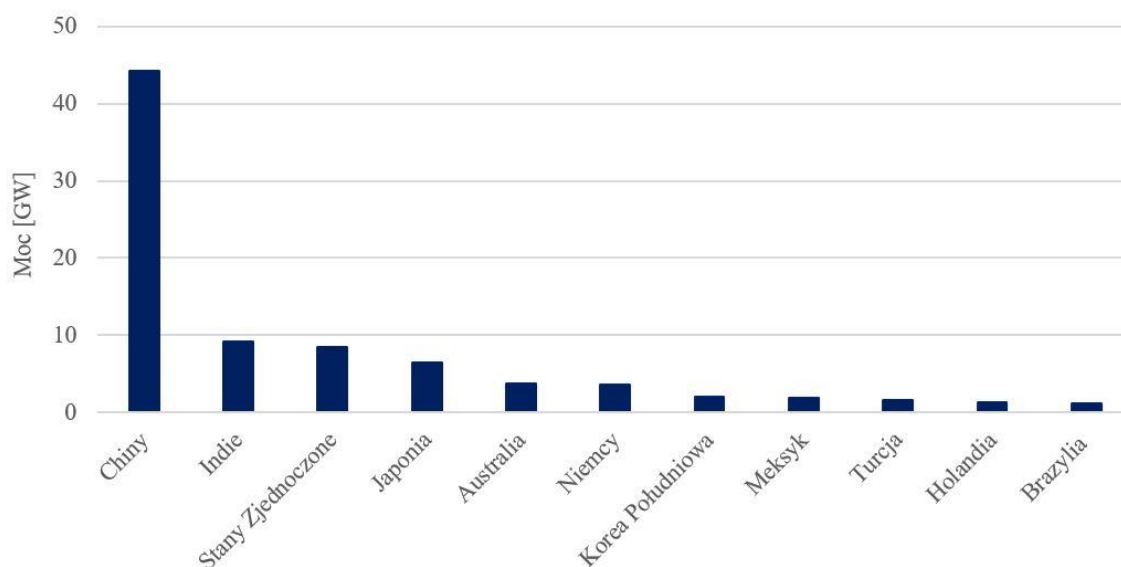
Rysunek 4. Wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych na świecie w latach 2011-2018 [2]



Rysunek 5. Wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w Stanach Zjednoczonych, Japonii i Chinach w latach 2011-2018 [2]



Rysunek 6. Kraje o największej mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w 2018 roku [5]



Rysunek 7. Kraje z przyrostem mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych równym co najmniej 1 GW w 2018 roku [5]

3 Nowelizacja ustawy OZE

Pod koniec sierpnia bieżącego roku weszła w życie nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii. Istotną zmianą jest rozszerzenie definicji prosumenta, dzięki czemu może nim zostać nie tylko gospodarstwo domowe, lecz także małe i średnie przedsiębiorstwa, o ile sprzedaż energii z mikroinstalacji nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej. Co więcej, rozliczanie energii będzie odbywać się w dłuższych cyklach rozliczeniowych. Dzięki temu prosumenci będą mogli korzystać z wyprodukowanej przez siebie energii w okresach niższej produkcji. Mikroinstalacje mogą powstawać na posesji, na której prowadzona jest działalność gospodarcza. Przedsiębiorca będzie mógł wytwarzać energię i sprzedawać ją dowolnemu innemu sprzedawcy na określonych warunkach.

Możliwe staje się także powstawanie spółdzielni energetycznych na obszarach gmin wiejskich i wiejsko-miejskich. Muszą one jednak spełniać pewne warunki. Należy do nich między innymi to, że łączna moc zainstalowana w OZE ma pokryć 70% rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną wszystkich członków danej spółdzielni. Dodatkowo, w co najmniej jednej instalacji odnawialnego źródła energii stopień wykorzystania mocy zainstalowanej przekracza wartość 3504 MWh/MW/rok. Co więcej, liczba członków spółdzielni nie może przekroczyć tysiąca. Dla takich podmiotów przewidziany są opusty w stosunku 1 do 0,6, co jest wartością niższą od tej przypisanej prosumentom. [4]

4 Podsumowanie

Podsumowując, należy wspomnieć o kilku zaletach fotowoltaiki, do których należy między innymi zmniejszenie rachunków za energię elektryczną. Wartość inwestycji w instalację PV o mocy 3-10 kW mieści się w zakresie 10 000 – 60 000 zł. Wydatek ten zwraca się w przeciągu kilkunastu lat, przy czym okres eksploatacji wynosi 25 lat. Ponadto, energia elektryczna wytwarzana jest bezpośrednio, co przekłada się na mniejsze straty. Istotna jest także niezależność sprawności przetwarzania energii od skali produkcji. Instalacje PV pozwalają na częściowe uniezależnienie się od zewnętrznego dostawcy energii. Co więcej, przy produkcji energii nie powstają szkodliwe emisje. Warto również zwrócić uwagę na powiązanie intensywności nasłonecznienia z zapotrzebowaniem na chłód w okresie letnim.

Jak widać, obecnie występuje dynamiczny przyrost liczby instalacji fotowoltaicznych. Mnóstwo krajów inwestuje w zieloną energię, pragnąc obniżyć emisje szkodliwych gazów oraz zmodyfikować swoją strukturę

produkcji energii. Państwa należące do Unii Europejskiej starają się wywiązać ze zobowiązań związanych z ograniczeniem emisji CO₂, zwiększeniem mocy zainstalowanej w OZE oraz zwiększeniem efektywności energetycznej.

Według przewidywań liczba instalacji PV będzie nadal rosła między innymi z powodu spadku cen energii. Uważa się, że fotowoltaika jest jedyną dynamicznie rozwijającą się branżą w OZE oraz całej elektroenergetyce. Rozwojowi fotowoltaiki w Polsce w nadchodzących latach będzie sprzyjać nadanie jej ważnej roli w polityce energetycznej do 2040 w wywiązaniu się z unijnych celów związanych z udziałem OZE w zużyciu energii. Korzystny jest także spadek kosztów modułów wynikający ze zniesienia przez Komisję Europejską cen antidumpingowych na ogniwa i panele wytwarzane w Chinach.

Bibliografia

- [1] B. Szymański, Instalacje fotowoltaiczne, GLOBENERGIA SP. Z O. O., 2017
- [2] Dane wg International Renewable Energy Agency, <https://www.irena.org/solar>
- [3] EurObserv'ER, Photovoltaic Barometr, April 2019
- [4] <http://gramzielone.pl/trendy/101396/od-dzisiaj-firmy-moga-byc-prosumentem-co-jeszcze-sie-zmienia>
- [5] IRENA, Renewable Capacity Statistics 2019
- [6] International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme, Annual Report 2018

Krótki opis fotowoltaiki

Autor: Teodor Sawicki

Opiekun pracy : dr hab. inż., prof. PW Dorota Chwieduk

Streszczenie

Dziś na słońce nie patrzymy tylko jako ogromne źródło energii cieplnej dzięki, której istnieje życie na ziemi, lecz także jako źródło prądu elektrycznego. Fotowoltaika w Polsce jak i na świecie, w przeciągu kilku lat ostatnich rozwinęła się w niespotykanej dotąd skali. Artykuł zawiera opis wytwarzania komórki fotowoltaicznej zbudowanej z monokryształu krzemu, oraz budowę modułu z nich stworzonego. Ponadto zawiera opis komponentów wchodzących w skład systemu „on-grid”. Wymienione zostały również poszczególne programy wspierające rozwój fotowoltaiki.

Wstęp

Ziemia otrzymuje niewyobrażalną ilość energii słonecznej. Nasze słońce, będące przeciętną gwiazdą, jest największym znanym nam reaktorem jądrowym działającym od 4 miliardów lat. W przeciągu jednej minuty dostarcza tyle energii, ile cały świat zużywa przez rok. W ciągu trzech dni słoneczne promieniowanie jest w stanie dostarczyć nam energii zgromadzonej we wszystkich paliwach kopalnych. Nic dziwnego więc, że korzystając z dzisiejszej technologii paneli słonecznych, aby zaspokoić całe zapotrzebowanie energetyczne wystarczy pokryć 6% powierzchni pustyni panelami słonecznymi o wydajności 10%.

Rzeczony rozwój fotowoltaiki rozpoczął się stosunkowo niedawno, ponieważ 30 lat temu. Pomimo tego jest teraz najszybciej rozwijającą się oraz najbardziej obiecującą technologią energetyczną. Panele fotowoltaiczne stały się tanie, niezawodne, niezawodne oraz nie potrzebujące obsługi. Są także wyjątkowe, ponieważ mogą generować energię elektryczną rozproszone – nie trzeba budować jednostek dużej mocy oraz infrastruktury linii przesyłowych wysokiego napięcia.

Pierwsza komórka fotowoltaiczna została zbudowana w 1839 roku przez francuskiego fizyka Edmond Becquerel'a. Zaś samo zjawisko konwersacji światła w elektryczność przez efekt fotowoltaiczny został wyjaśniony przez Alberta Einsteina w 1905 roku za co w 1921 otrzymał on nagrodę Nobla. Następnym ważnym przełomem w pozyskiwaniu energii elektrycznej ze słońca nastąpił w 1953, gdy Daryl Chapin odkrył, że czyste płytki krzemowe są w stanie przemienić stosunkowo użyteczną ilość energii słonecznej na elektryczną. Właśnie 5 lat później po tym odkryciu zastosowano po raz pierwszy komórki fotowoltaiczne w satelicie Vanguard I, dzięki czemu ta satelita działała w przestrzeni kosmicznej przez sześć i pół roku, po czym popsuł się obwód transmittera. Lecz to nie był jeszcze początek użytkowania paneli na ziemi. Aby można było używać komórek fotowoltaicznych do budowy dużych jednostek naziemnych potrzebne było zmniejszenie ich ceny do 1%. Aby to osiągnąć należało ograniczyć ich koszty masową produkcją. Dlatego powołano dwie firmy Solarex i Solar Power Corporation. W 2000 roku, gdy niemiecki rząd wprowadził system „Feed in Tariff”, dzięki czemu osoby fizyczne inwestujący w fotowoltaikę mogły bez problemu uzyskać zwrot inwestycji z dość dużym zyskiem. Rezultatem takiego działania było coś niesamowitego. W 2000 roku produkowano 250 MW, natomiast w 2009 już ponad 8000 MW. Aktualnie fotowoltaika nie zwalnia tylko nabiera tempa. Dzisiaj zainstalowane jest ponad 400 000 MW.

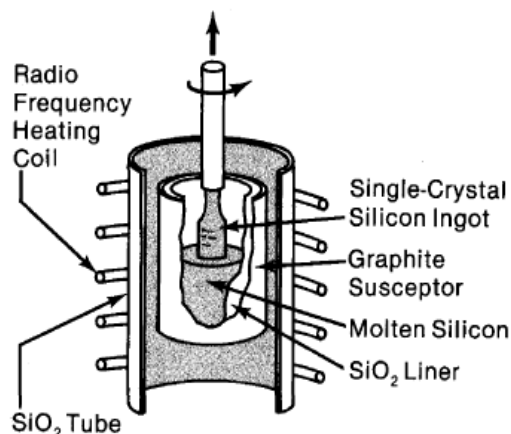
1. Budowa modułu

1.1 Sposób wytwarzania komórki fotowoltaicznej (monokryształ krzemu)

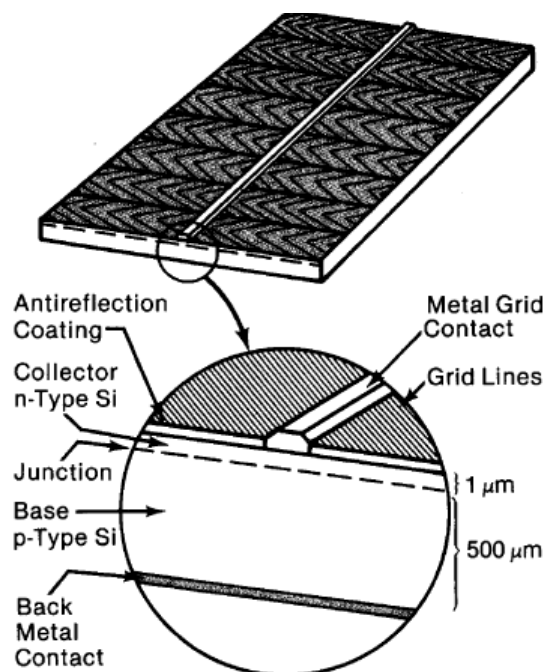
Jednym z najbardziej popularnych materiałów budulcowych komórki fotowoltaicznej jest monokryształ krzemu, ponieważ jego budowa oraz właściwości są nam bardzo dobrze zrozumiane. Krzem naturalnie nie

występując w postaci monokryształu, wykonuje się go z kwarcytu, który zawiera około 99% krzemu w postaci polikryształu. Inne materiały z dużą zawartością krzemu, takie jak piasek zawierają zbyt dużo nieczystości, które są drogie do usunięcia.

W celu zmienienia polikryształu w monokryształu należy najpierw go stopić, a następnie powoli zmniejszać temperaturę, w taki sposób, aby atomy ułożyły się w krystalograficzną siatkę (w przeciwieństwie do



Rysunek 1 Metoda Czochralskiego wytwarzania monokryształu silikonu.³



Rysunek 2 Budowa klasycznego panelu monokryształu krzemu.³

nagłego zamrożenia kiedy, atomy pozostają w niezmienionym położeniu). Mając odpowiednią ilość czasu, monokryształu utworzyłby się sam, ale aby przyspieszyć używa się różnych technik – jedną z nich jest technika Czochalaskiego (Rysunek 1)

Następnie, aby wykonać komórkę fotowoltaiczną należy pociąć sztabki monokryształu krzemu w odpowiednie cienkie płytki (zazwyczaj 0.5 mm grubości), po czym są one polerowane, aby zniwelować defekty powierzchniowe. W celu utworzenia warstwy donora oraz akceptora są one domieszkowane (często bromem jako p-type, a fosforem jako n-type). Ostatnim etapem jest nałożenie antyrefleksyjnej warstwy, która będzie odbijała jak najmniejszą ilość światła, absorbując tym samym dużą ilość energii. Najczęściej używa się w tym celu tlenek

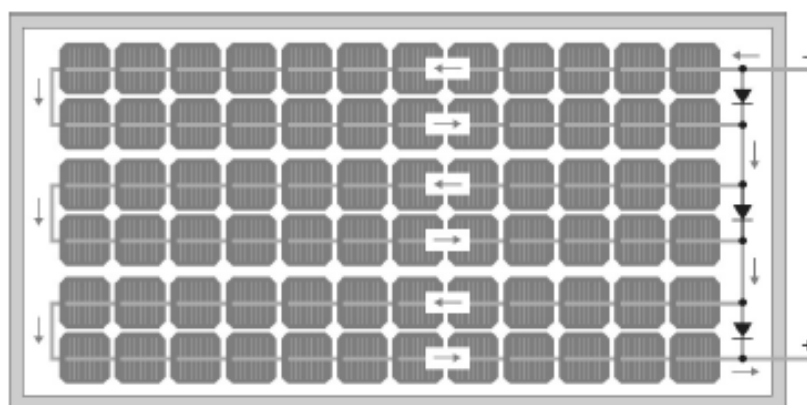
krzemu (II) ,ponieważ nawet jego pojedyncza warstwa absorbuje około 90% światła, zaś podwójna ponad 97%. Komórka fotowoltaiczna musi także mieć przyłożony przewodnik ,aby mógł on gromadzić napięcie elektryczne. Aby uzyskać maksymalne napięcie oraz ograniczyć rezystancje najlepszym sposobem byłoby pokrycie całej komórki fotowoltaicznej przewodzącym metalem. Lecz to spowoduje całkowite zacięcie komórki. Dlatego więc pokrywa się ją siatką z cienkich przewodników, które okrywają około 10% powierzchni. Poniżej pokazano budowę klasycznego panelu słonecznego(Rysunek 2).

1.2 Budowa modułu fotowoltaicznego

Moduł fotowoltaiczny jest skonstruowany wokół fotowoltaicznej komórki. Ponieważ typowa komórka wytwarza zaledwie 3 W mocy oraz 0.5 V napięcia, komórki te pojedynczo mogą zasilić jedynie niewielkie urządzenia, takie jak kalkulatory, żarówki, zabawki. W celu uzyskania wyższych parametrów, komórki, według podstawowych zasad elektrotechniki, muszą zostać połączone w równoległe-szeregowo serie. Niestety w praktyce to nie jest takie proste. W łączeniu komórek fotowoltaicznych należy wziąć pod uwagę więcej aspektów. Na rysunku 3. pokazano jak poszczególne komórki fotowoltaiczne połączone są w serie ,a następnie serie zostają połączone równoległe. Przeważnie moduł składa się z 72 lub 60 komórek, połączonych w seriach 12x6, 10x6, generując moc wyjściową w przedziale 250-375W. Warto wspomnieć o diodach obejściowych ,którymi są połączone poszczególne serie komórek. Diody te połączone są równoległe. Mają zapobiegać zmniejszaniu płynącego prądu, poświęcając napięcie, gdy któryś obszar panelu jest zacięiony.

1.3 Inne rodzaje komórek fotowoltaicznych

Komórki przeważnie noszą nazwę po półprzewodnikach ,użytych do ich budowy. Materiały te muszą mieć odpowiednią charakterystycję ,aby w dany sposób absorbować promienie słoneczne. Wszystkie komórki fotowoltaiczne można zakwalifikować do trzech generacji. Pierwsza (nazywan także tradycyjną lub konwencjonalną, stworzona jest z krystalu krzemu). Panele drugiej generacji nazywane są też „slim film” i stworzone są z krzemu amorficznego lub CDTe oraz CIGS. Są bardzo ważne w przemyśle, używane są także w



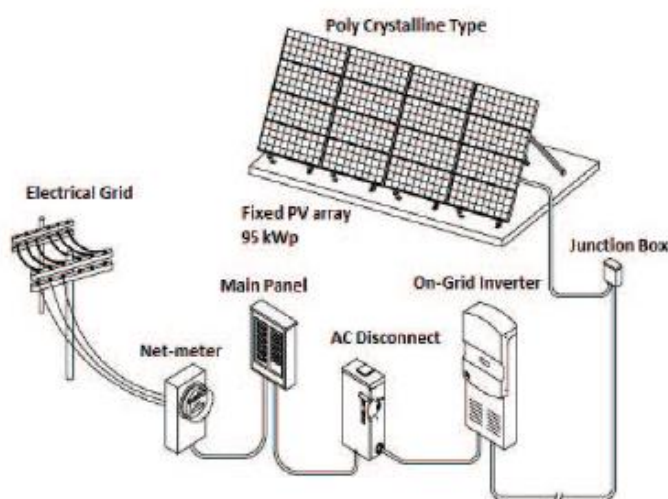
Rysunek 3 Panel słoneczny z diodami obejściowymi połączonymi równoległymi.⁵

elektrowniach lub małych systemach „off-grid”. Trzecia generacją komórek fotowoltaicznych zawiera wiele technologii. Wiele z nich jest wciąż badanych oraz rozwijanych. Do ich budowy często używa się materiałów organicznych. Pomimo faktu ,że ich stabilność jest zbyt krótka do komercyjnego użytku, to są bardzo obiecujące jeżeli chodzi o budowę mało kosztowych, wysoko efektywnych paneli słonecznych.

2. System „on-grid”

2.1 Komponenty systemu „on-grid”

Aby system połączonych ze sobą modułów słonecznych mógł produkować prąd potrzebną są też odpowiednie komponenty. Ich sprawność jak i jakość jest bardzo ważna ze względu na to, że wpływają na całkowitą wydajność



Rysunek 4 Schematyczny rysunek instalacji PV.⁴

systemu. Komponenty wchodzące w skład instalacji „on-grid” (Rysunek 4) to

- a) **Puszka przyłączeniowa (junction box)** – jest to miejsce, gdzie zostają połączone wszystkie przewody, wychodzące od modułów słonecznych.
- b) **Inwerter (on-grid inverter)** – inwerter jest to komponent, który powoduje zmianę prądu stałego produkowanego przez moduły słoneczne na prąd zmienny, którym zasilane jest większość urządzeń elektrycznych, lub płynie w sieci elektroenergetycznej.
- c) **Skrzynka z bezpiecznikami oraz panel główny (AC Disconnect & Main Panel)** – W systemie fotowoltaicznym, rolę separatora systemu PV od sieci spełnia skrzynka z bezpiecznikami, która w wypadku zwarcia spowoduje przerwanie obwodu. Jest przeważnie umieszczona w panelu głównym, który także zwiera elektro-mechaniczne urządzenia umożliwiające odłączenie systemu PV od sieci elektroenergetycznej.
- d) **Miernik prądu (Net-meter)** – Urządzenie monitorujące przepływ prądu z systemu PV do sieci oraz odwrotnie.

2.2 Działanie systemu

Działanie systemu „on-grid” jest bardzo proste oraz identyczne jak „off-grid”. Jeśli wystąpi wystarczające nasłonecznienie panelu słonecznego, wtedy wygenerują one zmianę napięcia, a co za tym idzie prąd stały. Następnie prąd stały zostaje przekonwertowany w inwerterze na prąd zmienny i później rozesłany do sieci domowej, ewentualnie jego nadmiar zostanie „sprzedany” do sieci elektroenergetycznej.

2.3 Ważne aspekty konstrukcyjne

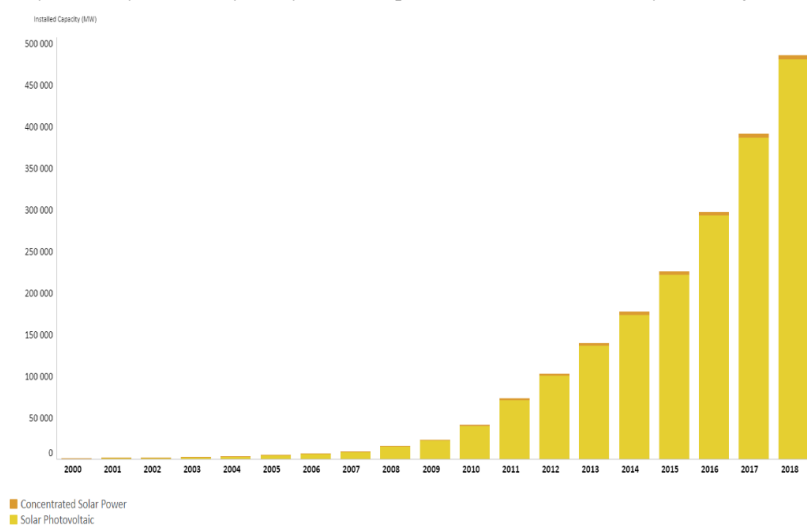
Podczas instalowania systemu PV należy kierować się kilkoma aspektami konstrukcyjnymi jak i technicznymi. Najważniejszą taką rzeczą jest wybór miejsca instalacji fotowoltaicznej, ponieważ ma ona kluczową rolę w uzyskaniu wysoko sprawnej instalacji. Podczas wyboru miejsca instalacji należy brać pod uwagę takie czynniki jak: nasłonecznienie, zacienienie oraz wpływ sezonowych czynników atmosferycznych takich jak wiatr lub śnieg.

Ważne jest także dopasowanie inwerteru do mocy produkowanej przez panele, jak i grubość kabli odpowiednia dla płynącego prądu. Sprawność każdego urządzenia powinna być w miarę możliwości zwiększana.

3. Wsparcie rozwoju PV

W ciągu ostatnich 20 lat moc zainstalowanych fotowoltaiki drastycznie wzrosła. Na Rysunku 5 jest pokazana statystyka przygotowana przez IRENA. Tak gwałtowny wzrost był spowodowany dzięki następującym czynnikom.

-Promocja -promowanie fotowoltaiki wśród społeczeństwa jest bardzo ważnym czynnikiem często zaniebywanym. Wiele osób nie jest świadoma opłacalności instalacji fotowoltaicznych, jak i zasady ich działania. Budowanie wiedzy może być znaczącym czynnikiem, ponieważ blisko 98% mocy instalacji fotowoltaicznych w



Rysunek 5 Moc zainstalowana fotowoltaiki w latach 2000-2018⁶

Polsce jest stworzona w systemie „on-grid” dzięki prywatnym inwestycjom.

-Ulgi podatkowe i dofinansowania – te formy pomocy rządowej bardzo dynamizują rozwój fotowoltaiki. Dzięki nim prywatni inwestorzy uzyskują szybciej zwrot kosztów budowy instalacji. W Polsce takimi programami jest „ulga termomodernizacyjna” oraz „Mój prąd”. Ulga termomodernizacyjna umożliwia od 2019 roku odliczenie od podatku dochodowego maksymalnie 18% kwoty kosztu zakupu instalacji fotowoltaicznej. Natomiast program Mój Prąd działa od lipca 2019 roku oraz pozwala na pokrycie do 50% lub 5 tys złotych kosztów zainstalowania fotowoltaiki dla osób fizycznych. Według portalu Wysokienapięcie.pl te ulgi skrócą okres zwrotu kosztów z 9 do 7 lat. Wszystkie te inwestycje mają na celu wypełnienie zobowiązań Polski wobec Unii Europejskiej według których do 2020 roku każdy kraj powinien produkować 15% energii ze źródeł odnawialnych w miksie energetycznym. Na początku 2019 roku było to 14.1%. Niestety na stronie NFOŚiGW nie znajduje się informacja o mocy generowanej przez już zatwierdzonych wniosków .

-Podatki na emisję CO2- Od 2005 roku we wszystkich państwach członkowskich Uni Europejskiej funkcjonuje EU ETS (Europejski System Handlu Emisjami). Zobowiązał on ponad 11 000 przedsiębiorstw produkujących gazy cieplarniane , w tym także produkujących energię elektryczną, pokrywania emisji każdej tony dwutlenku węgla pozwoleniami na tą emisję. W 2019 roku handel emisjami obowiązuje w 50 państwach pokrywając 15% globalnej emisji dwutlenku węgla. Według laureata nagrody Nobla z ekonomii William Nordhaus , podatki od emisji są najbardziej efektywnym instrumentem do redukcji emisji, lepszym niż zakazy i regulacje.

4. Podsumowanie

Technologia fotowoltaiczna jest bardzo szybko rozwijającym się działem przemysłu. Inwestycje w tym sektorze są w dużej mierze przeznaczone na rozwój oraz badania. Prawdopodobnie będzie to jeden z głównych źródeł w

nadchodzących latach ze względu na jej konkurencyjny koszt, nawet w stosunku do źródeł konwencjonalnych. Już dziś wiadomo, że będzie miała duży udział w miksie energetycznym w przyszłości.

Bibliografia

1. Peter F. Varadi **“Sun towards High Noon: Solar Power Transforming Our Energy Future”** Pan Stanford Publishing 2015
2. Paul Hersch Kenneth Zweibel **“Basic Photovoltaic Principles and Methods”** Solar Energy Research Institute's 1980
3. Nallapaneni Manoj Kumar, M. S. P. Subathra, J. Edwin Moses **“On-Grid Solar Photovoltaic System: Components, Design Considerations, and Case Study** Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Universiti Malaysia Pahang 2019
4. ” Askhari Mohammad Bagher **“Types of solar Cells and Application** American Journal of Optics and Photonics 2015
5. ” Sean White **“Solar photovoltaic basics”** Sean White Routledge 2019
6. www.irena.org – The International Renewable Energy Agency

Rodzaje systemów instalacji fotowoltaicznych

Lukasz Szymański

Opiekun naukowy: dr. Sebastian Gurgacz

Słowa klucz. Systemy instalacji fotowoltaicznych, rodzaje systemów, instalacje PV

Streszczenie W artykule zostały poruszone możliwe systemy instalacji paneli fotowoltaicznych ich wady oraz zalety – w sieci, wyspowe oraz hybrydowe. Zbadano także opłacalność inwestycji w system hybrydowy oraz oszacowano przybliżony prosty czas zwrotu inwestycji przy obecnych cenach energii elektrycznej.

Oznaczenia

Wszystkie pojawiające się symbole powinny być w kolejności alfabetycznej opisane wraz z jednostką.

I_{sc} – prąd obwodu zamkniętego A ,

P_{max} – moc maksymalna W ,

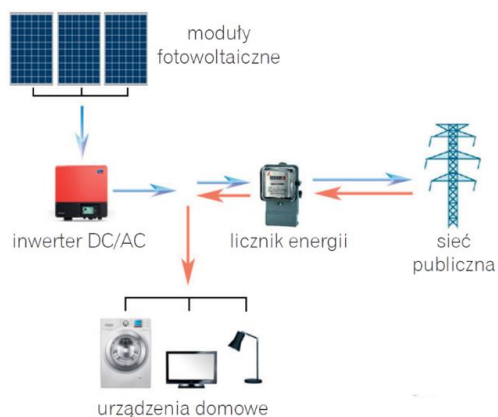
V_{oc} – napięcie obwodu otwartego V .

13. Wstęp

Systemy składające się z paneli fotowoltaicznych służą produkcji energii elektrycznej i zaopatrywaniu w nią urządzeń. Sposób działania instalacji fotowoltaicznej różni się w zależności od systemu który wybierzemy, przy czym wyróżnia się dwa rodzaje systemów: systemy bezpośrednio podłączone do sieci w budynku tzw. „On-Grid”, oraz systemy niezależne tzw. wyspowe „Off-Grid” wyposażone w akumulatory magazynujące energię. Od niedawna istnieją także systemy hybrydowe łączące zalety obydwu. W tym artykule postaram się wytłumaczyć zasadę działania wszystkich systemów, przedstawić ich zalety i wady, a także rozważyć opłacalność.

14. Systemy

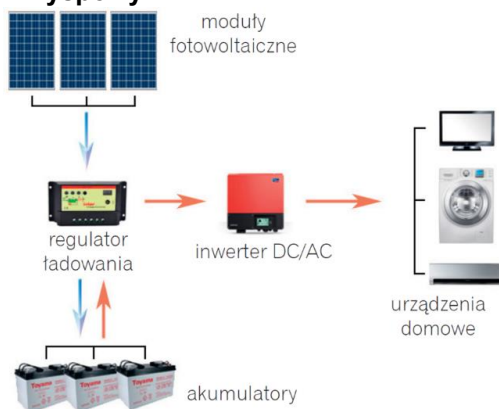
14.1. On Grid – bezpośrednio podłączony do sieci



Rysunek 37 System On Grid

Obecnie najczęściej stosowane rozwiązanie. Głównymi częściami instalacji są inwerter oraz podłączone do niego panele fotowoltaiczne. W słoneczny dzień, panele fotowoltaiczne wykorzystują energię ze słońca do wytworzenia energii elektrycznej – w tej części prądu stałego o określonych parametrach wynikających z budowy modułu PV ($P_{max} = 310 \text{ W}$, $I_{sc} = 9,89 \text{ A}$, $V_{oc} = 40,1 \text{ V}$). Inwerter to urządzenie które przetwarza prąd stały na prąd zmienny, podłączone do sieci elektrycznej budynku. Jeśli w danej chwili jest produkowane więcej energii niż to co zużywamy, to nadmiar przechodzi przez licznik dwukierunkowy i trafia do sieci. W tym systemie nie stosuje się żadnych przekładników lub przełączników, system jest prosty i niezawodny. Zgodnie z zasadą fizyki prąd płynie zawsze z najbliższego źródła, a więc do najbliższego kolejnego odbiorcy. W przypadku gdy produkowana energia nie wystarcza na pokrycie zapotrzebowania, różnica energii pobierana jest z sieci zewnętrznej – podobnie jak w przypadku sprzed uruchomieniem instalacji. Zaletą tego systemu jest niewątpliwie prosta budowa, cena i niezawodność. Systemy On-Grid to najtańsze i najbardziej popularne rozwiązania. Wadą ich jest nierównomierność produkcji energii i jego wykorzystania. Najwięcej energii produkowane jest w środku dnia, najmniej rano i wieczorem, nocą wcale. Podobnie latem jest produkowane znacznie więcej energii niż zimą. W tej chwili możliwe jest wykorzystanie sieci dystrybucyjnej jako magazynu energii ze sprawnością 80%. Oddając do sieci 10 jednostek energii, możemy pobrać jedynie 8 jednostek energii. Reguluje to ustawa o Odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 roku.

14.2. Off Grid – system wyspowy



Rysunek 38 System Off Grid

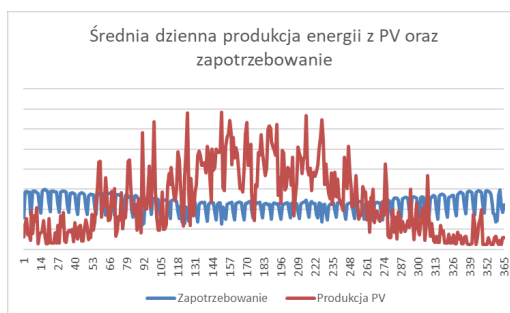
Wyspowa instalacja charakteryzuje się niezależnością od sieci publicznej. Może być stosowana na działce, gdzie nie ma przyłącza energetycznego, na łodziach, kamperach i innych środkach transportu. Często widoczne są także panele fotowoltaiczne zasilające lampy uliczne albo stacje rowerów na wynajem. To właśnie są instalacje off grid. System jest bardziej skomplikowany niż on grid. Na instalacje składają się panele fotowoltaiczne, inwerter, akumulatory i regulator ładowania. Nadmiar produkowanej energii magazynowany jest w akumulatorze o dużej sprawności z którego pobierana jest energia w chwili braku produkcji z paneli fotowoltaicznych. Zaletą tego systemu jest niezależność od dostaw prądu z zewnątrz oraz łatwa kontrola zużywanej energii. Wadą tego rozwiązania jest wyższy koszt. Zarówno inwerter wyspowy jak i akumulatory podnoszą znacząco cenę instalacji. Mankamentem jest także żywotność baterii które po ok 8 latach trzeba wymienić, a dodatkowo podczas eksploatacji akumulatory potrzebują dobrej wentylacji. W tej chwili rzadko stosowane, ze względu na obecne uwarunkowania prawne (sieć jako magazyn).

14.3. Hybrydowy – instalacja podłączona do sieci, wyposażona w akumulatory.



Rysunek 39 System hybrydowy

Obecnie raczkująca technologia ze względu na duży koszt. Instalacja podobnie jak w przypadku systemu wyspowego składa się z paneli fotowoltaicznych, magazynu energii oraz inwertera – który w przypadku systemu hybrydowego jest podłączony do sieci energetycznej. Magazyn energii ma być bardziej efektywnym miejscem przechowywania energii ze względu na dużą sprawność. Podczas słonecznych dni, gdy występuje bardzo duża nadwyżka energii, nadmiar trafia do sieci. Zniwelowany jest także problem braku energii w przypadku długo trwających niekorzystnych warunków atmosferycznych. Wielkość magazynu energii dobiera się nie do najniekorzystniejszych warunków – najwięcej energii wyprodukowane w ciągu paru dni, a do najlepszego wykorzystania. Na wykresie 1 pokazane średnie wartości dobowe zapotrzebowania na energii oraz produkcji energii elektrycznej z paneli fotowoltaicznych.



Wykres 1 Średnia dzienna produkcja EE z PV oraz zapotrzebowanie

Przy gospodarstwie zużywającym średnio 10 000 kWh rocznie dobrze dobrana instalacja PV powinna produkować ok 11 320 kWh w przypadku systemu On Grid oraz 10 050 kWh w przypadku systemu hybrydowego (sprawność w pierwszym roku 99% i spada do 80 % po 20 latach). Przy założeniu wielkości baterii ma poziomie 15 kWh przy koszcie 20 000 PLN (Akumulator litowo-jonowy Powerwall), zwrot przy obecnej cenie prądu dla konsumenta 0,60 PLN/kWh wynosi 25 lat. Jak widać w tabeli 1, dopiero znaczny wzrost cen prądu podniesie opłacalność inwestycji w hybrydowe systemy instalacji fotowoltaicznych.

Tabela 11 Starty poprzez magazynowanie energii w sieci dystrybucyjnej¹

Rocznie		
Zapotrzebowanie	kWh	9 999
Wykorzystano z PV	kWh	4 709
Produkcja do sieci	kWh	6 613
Odbiór z sieci	kWh	5 290
Straty	kWh	1 323
Starty PLN	PLN	794

15. Podsumowanie

Systemy On Grid – obecnie najczęściej stosowane, zaletą nienawątpliwie jest cena i prostota, a główną wadą zależność od sieci energetycznej. System Off-Grid – lepsze wykorzystanie energii ze słońca, ale wysoka cena i

¹ Autorskie arkusze kalkulacyjne

bardziej skomplikowany system. System hybrydowy niezależy od sieci energetycznej, lepiej wykorzystuje energię ze słońca, ale cena jest bardzo wysoka, a układ bardzo skomplikowany.

Systemy hybrydowe to niewątpliwie cel do którego będzie dążyć rozwój elektro mobilności. W tej chwili nieopłacalne ekonomicznie akumulatory z czasem potanieją, a wzrost cen energii elektrycznej zobliguje do inwestycji w takie systemy.

System Power-to-gas jako przyszłość magazynowania energii.

Maciej Bąkała

Opiekun naukowy: mgr inż. Michał Wierzbicki (Instytut Energetyki)

Słowa klucz.

Magazynowanie energii, Power-to-gas, PtG, P2G

Streszczenie

W poniższym artykule poruszone zostały kwestie magazynowania energii, w kontekście sieci elektroenergetycznej i Odnawialnych Źródeł Energii. Omówione zostały kluczowe zagadnienia dotyczące sposobu działania i perspektywy wdrażania technologii Power-to-gas. Wskazano zalety ww. sposobu magazynowania energii oraz zwrócono uwagę na pewne ograniczenia. Przedstawiono wybrane projekty demonstracyjne prowadzone w tym zakresie.

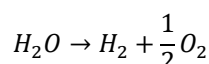
Wstęp

Zgodnie z celami unijnego pakietu klimatyczno-energetycznego, udział Odnawialnych Źródeł Energii w finalnej konsumpcji energii do 2020 r. w Unii Europejskiej powinien wzrosnąć do 20 proc [1]. Źródła te, głównie turbiny wiatrowe i panele fotowoltaiczne, nie zużywają paliw kopalnych i nie produkują zanieczyszczeń, jednak ściśle związane są z warunkami pogodowymi, co prowadzi do wahań produkcji energii. Wahania te muszą zostać zbilansowane, aby system elektroenergetyczny mógł pracować prawidłowo. W pewnym zakresie można to robić sterując produkcją energii z elektrowni konwencjonalnych, lecz jest to nieefektywne i szkodliwe dla samych elektrowni. Jeśli chcemy zapewnić wyższy udział OZE w całkowitym zużyciu energii, potrzebna jest technologia magazynowania energii na ogromną skalę. Takie rozwiązanie pozwoli na przetworzenie nadwyżek produkcji energii z OZE w inny rodzaj energii (prostej do zmagazynowania) i wykorzystanie jej, gdy niekonwencjonalne źródła nie wytwarzają prądu.

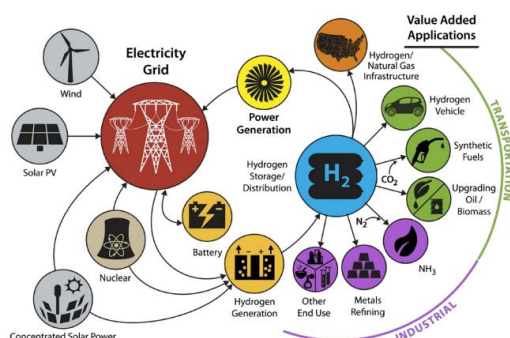
Energię można magazynować na wiele sposobów m.in. w ogniwach elektrochemicznych, w sprężonym powietrzu, w kołach zamachowych albo w energii potencjalnej np. wody w elektrowniach szczytowo-pompowych, aby taki magazyn mógł działać efektywnie musi spełniać jednak szereg warunków: posiadać odpowiednio wysoką sprawność, szybko dostosowywać się do zmian, wytrzymać odpowiednią liczbę cykli ładowania i rozładowania, a przy tym być opłacalny ekonomicznie. Technologia, która spełnia wszystkie te wymagania i zyskuje coraz większą popularność jest Power-to-gas (PtG, P2G) i to właśnie nią zajmiemy się w dalszej części artykułu.

Power to Gas

Najogólniej rzecz biorąc mianem Power-to-gas określa się każdy system, który zmienia energię elektryczną w energię chemiczną zawartą w paliwie. Dzięki tym systemom nadwyżki energii elektrycznej mogą zostać wykorzystane do produkcji wodoru w procesie elektrolizy, czyli konwersji wody na wodór i tlen pod wpływem przyłożonego napięcia, zgodnie z reakcją:



Wodór otrzymany w procesie elektrolizy w instalacjach Power-to-gas charakteryzuje się wysoką czystością i może być wykorzystany w różny sposób, np. do produkcji energii elektrycznej w ogniwach paliwowych, silnikach z wewnętrznym spalaniem i instalacjach kogeneracyjnych, jako paliwo dla pojazdów napędzanych wodorem, nośnik energii w systemie gazowniczym, substrat do syntezy metanu (lub innego paliwa węglowodorowego) [2]. Wodór może być także wykorzystany w przemyśle chemicznym do produkcji nawozów sztucznych, rafinacji metali i innych [Rysunek 1].



Rysunek 1. Schemat ideowy technologii [3]

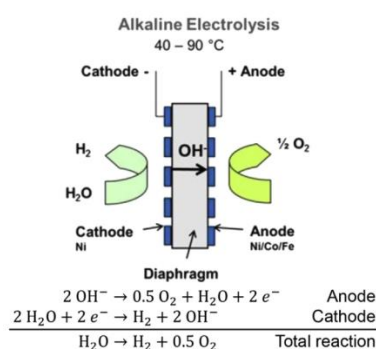
Przechowywanie wodoru, ze względu na jego przenikliwość, małą gęstość i zagrożenie zapłonem, jest trudne do zrealizowania. Stosowane rozwiązania to: zbiorniki na gaz sprężony, zbiorniki na kriogenicznie sprężony ciekły wodór, magazynowanie w postaci wodorków metali, przechowywanie w podziemnych magazynach (np. kawernach solnych), 90 % istniejących instalacji wykorzystuje się zbiorniki wysokociśnieniowe (350-700 bar). Jednak każde z tych rozwiązań posiada wady, dlatego coraz większą popularność zyskuje inne rozwiązanie – wtłaczanie gazu, powstałego w procesie PtG, bezpośrednio do krajowej sieci gazowej. Przy czym jeśli wtłaczany jest bezpośrednio wodór, jego udział nie może przekroczyć pewnej granicy, ze względu na potencjalne problemy związane z zainstalowanymi urządzeniami odbiorczymi.. Granica ta powinna być określana indywidualnie, biorąc pod uwagę strukturę i wyposażenie sieci, a także skład gazu. W Holandii dopuszczalne stężenie wodoru w gazie sieciowym wynosi 2% [4], w Niemczech 5% [5]. Należy jednak podkreślić, że nowo instalowane urządzenia posiadają dużo wyższą tolerancję na wodór, przez co w przyszłości jego udział może znacząco wzrosnąć. Możliwość wtłoczenia wyprodukowanego wodoru do sieci pozwala na wykorzystanie istniejącej infrastruktury do zmagazynowania produkowanego paliwa, bez konieczności inwestycji w dedykowany zbiornik do magazynowania. Wodór można też wykorzystywać, do produkcji innych paliw np. metanu. W tym celu niezbędny jest kolejny etap konwersji tzw. Metanizacja. W procesie tym wodór reaguje z dwutlenkiem węgla, czego produktem jest metan. Tak wytworzony gaz nazywany jest SNG (Syntetyczny Gaz Naturalny).

Elektroliza

Elektroliza jest procesem w którym wykorzystując prąd elektryczny rozbijamy cząsteczkę wody (ang. water splitting) na wodór i tlen. Elektroliza zachodzi w urządzeniach nazywanych elektrolizerami, które składają się z dwóch elektrod (anody i katody) oraz elektrolitu. Technologie elektrolizerów dzielimy w zależności od rodzaju wykorzystanego elektrolitu. Obecnie w technologii P2G wykorzystuje się głównie 3 rodzaje elektrolizerów: alkaiczne, z membraną polimerową do wymiany protonów (PEM) i stałotlenkowe.

- **Elektrolizer Alkaiczny**

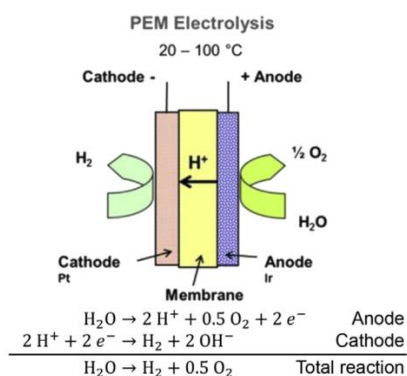
Najbardziej rozpowszechniona i najlepiej zbadana technologia spośród 3 używanych w PtG. Dostępna na rynku komercyjnym od dekad. Budowa elektrolizerów alkaicznych jest stosunkowo prosta, dwie elektrody, wykonane ze stali perforowanej, pokrytej katalizatorem w postaci niklu, kobaltu lub żelaza, zawieszono w roztworze elektrolitu, którym jest wodorotlenek potasu (KOH) lub wodorotlenek sodu (NaOH). Gdy przez elektrody płynie prąd na anodzie wydziela się tlen, a na katodzie wodór. Elektrody muszą być od siebie odseparowane cienką porowatą membraną, która jest izolatorem elektrycznym, pozwala jednak na przewodnictwo jonowe OH^- .



Rysunek 2. Schemat działania Elektrolizera Alkaicznego [6]

- **Elektrolizer z Membraną do Wymiany Protonów (PEM)**

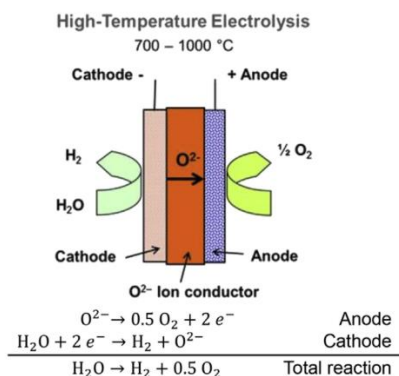
Elektrolizery PEM wykorzystują polimer, który stanowi jednocześnie elektrolit, jak i membranę wymiany protonów H^+ . Jednym z największych problemów tego rodzaju elektrolizerów jest konieczność stosowania drogich katalizatorów: platyny, irydu lub rutenu, przez co ich cena jest znacznie wyższa niż Alkaicznych odpowiedników. Trwają jednak prace nad zastosowaniem innych, tańszych materiałów. Jest to obiecująca technologia ze względu na elastyczność pracy i szybki rozruch, co sprawia, że idealnie nadają się do zastosowań P2G.



Rysunek 3. Schemat działania Elektrolizera PEM [6]

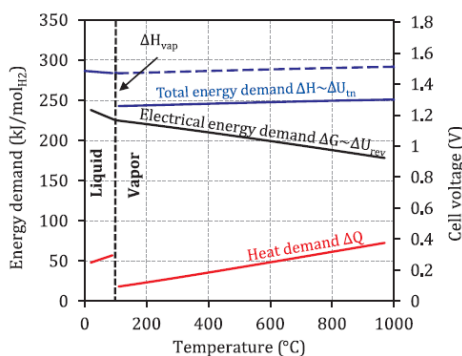
- **Elektrolizer ze Stałym Tlenkiem (SOE)**

Elektrolizery SOE, jako najnowsza technologia z całej trójki, znajdują się na etapie badań laboratoryjnych. Nazywane są elektrolizerami wysokotemperaturowymi, ponieważ pracują w temp. 700-1000 °C. Dopiero w tak wysokich temperaturach stałotlenkowy elektrolit, najczęściej tlenek cyrkonu (ZrO_2) stabilizowany tlenkiem itru (Y_2O_3), zaczyna przewodzić jony tlenu O^{2-} .



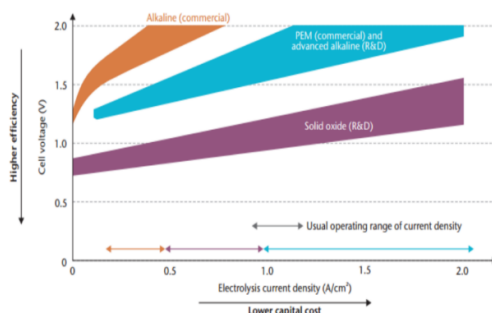
Rysunek 4. Schemat działania SOE [6]

W warunkach pracy elektrolizerów SOE, część energii potrzebnej do rozdzielania wody, może pochodzić z ciepła, a nie tylko z energii elektrycznej [Rysunek 5].



Rysunek 5. Zapotrzebowanie na energię w zależności od temperatury [7]

Ze względu na wysokie natężenie prądu i związany z tym efekt Joule'a-Lenza, część energii cieplnej potrzebnej do zajścia reakcji może być zapewniona dzięki ciepłu generowanemu przez przepływający prąd. Zjawisko to łączy się z punktem termoneutralnym. Jest to moment w którym całe zapotrzebowanie na ciepło zapewniane jest z ww. efektu cieplnego. Pozostała część energii potrzebna do zajścia reakcji elektrolizy jest dostarczana w postaci energii elektrycznej. To sprawia, że ta technologia jest bardzo atrakcyjna, dzięki niższemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną, a zatem wysokie osiągnięte sprawności elektryczne i możliwość wykorzystania ciepła odpadowego [7].



Rysunek 6. Porównanie technologii elektrolizerów [8]

Na Rysunku 6. widać, że im niższe napięcie ogniwa, tym wyższa sprawność. Potencjalnie SOE mogą pracować z najniższym napięciem, a więc z najwyższą sprawnością.

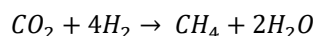
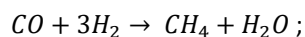
Głównymi problemami SOE są żywotność materiałów (technologia wciąż w fazie badawczej) i mała elastyczność pracy.

Tabela 1. Porównanie technologii Elektrolizerów: Alkaliczny, PEM i SOE [9]

Technologia		Alkaliczny	PEM	SOE
Stopień zaawansowania technologicznego		Zaawansowane	Demonstracyjne	B+R
Typowa temperatura pracy ogniwa	°C	60-80	50-80	700-1000
Ciśnienie robocze ogniwa	bar	<30	<100	<30
Gęstość prądu	A/cm ²	0,2-0,4	0,6-2	0,3-1
Napięcie w ogniwie	V	1,8-2,4	1,8-2,2	0,95-1,3
Gęstość mocy	W/cm ²	do 1	do 4,4	-
Sprawność elektryczna	%	60-71	65-83	81-86
Zapotrzebowanie na energię	kWh/m ³	4,5-7	4,5-7,5	2,5-3,5
Produkcja wodoru	m ³ /h	<760	<30	-
Praca przy częściowym obciążeniu	%	>20	>5	-
Szybkość zmian obciążenia	% P _{nom} /s	<10%/s	<25%/s	-
Okres eksploatacji ogniw	h	<75 000	<30 000	<40 000
Okres eksploatacji instalacji	lata	20-30	10-20	-
Czystość wodoru	%	>99,8	99,999	-
Czas rozruchu	min	15	<15	>60
Szacunkowy koszt	€/kW _d	1000	2000	-

Metanizacja

Drugim etapem procesu PtG jest metanizacja, czyli konwersja CO_x i H do metanu (CH_4). Zgodnie z jedną z reakcji Sabatiera:



Źródłem CO_x do przeprowadzenia reakcji mogą być:

- Elektrownie konwencjonalne
- Biomasa
- Przemysł

Metanizacja może być prowadzona w procesie biologicznym bądź katalitycznym. Proces katalityczny przebiega w temperaturze od 250 do 400°C pod ciśnieniem 1-80 bar z wykorzystaniem katalizatorów na bazie niklu i rutenu. Zastosowanie Ni jest optymalne ze względu na jego aktywność, selektywność i koszt, ale wymaga zasilania bardzo czystym gazem.

Ponieważ reakcja metanizacji jest egzotermiczna, najwyższą konwersję osiąga się w niskich temperaturach, co jednocześnie prowadzi do zmniejszenia jej szybkości. Z tego powodu znaczącym problemem w reaktorze metanizacji jest zapewnienie odpowiedniej kontroli temperatury, w celu uniknięcia ograniczeń termodynamicznych i spiekania katalizatora, aby spełnić te warunki, opracowano kilka koncepcji reaktorów, takich jak: reaktory ze złożem nieruchomym, złożem fluidalnym, trójfazowe oraz reaktory strukturalne. Zastosowanie reaktorów ze złożem fluidalnym, a także reaktorów ze złożem nieruchomym to rozwiązania przetestowane komercyjnie, inne koncepcje reaktorów są w fazie rozwoju. [9]

Proces biologiczny dzielimy na: metanizację in situ w komorze fermentacyjnej i metanizację w oddzielnym reaktorze.

W pierwszym rozwiązaniu, wodór doprowadzany jest bezpośrednio do komory fermentacyjnej, stanowi część biogazowni i reagując z częścią CO_2 , powstałą w procesie rozpadu materii organicznej, tworzy metan, co sprawia, że powstały biogaz ma wyższą wartość opałową. Proces nie zachodzi jednak w warunkach optymalnych (podwyższona temperatura), a szybkość przemiany, ograniczona jest szybkością wytwarzania CO_2 . Główną zaletą tego rozwiązania jest fakt, że nie jest konieczny dodatkowy reaktor, co znacząco obniża nakłady inwestycyjne.

W drugim rozwiązaniu stosowany jest zewnętrzny reaktor. Stosowane są różne rodzaje reaktorów: ze złożem stałym, trójfazowe, membranowe i z ciągłym mieszaniem. Stosując dodatkowy reaktor można łatwo kontrolować warunki w jakich przebiega proces, aby dostosować je do wymagań metanizacji. Drugą zaletą jest możliwość stosowania różnych źródeł węgla.

Tabela 2. Porównanie technologii metanizacji

	Metanizacja Katalityczna	Metanizacja Biologiczna
Zalety	Możliwość wykorzystania ciepła odpadowego Szybki przebieg reakcji Dobrze przebadana technologia	Prosty przebieg Tolerancja zanieczyszczeń
Wady	Mniejsza elastyczność Mniejsza tolerancja na zanieczyszczenia	Wolniejszy czas reakcji Wyższe zapotrzebowanie na energię elektryczną Brak możliwości wykorzystania ciepła odpadowego

Biorąc pod uwagę specyfikę każdej metody, można stwierdzić, że metanizacja biologiczna jest najlepszym wyborem dla małych instalacji, izotermiczna metanizacja katalityczna (tj. reaktory trójfazowe i fluidalne) najlepiej sprawdza się w średniej wielkości konstrukcjach, a w przypadku największych (>100MW) opłaca się stosować reaktory ze złożem nieruchomym.

Projekty Demonstracyjne

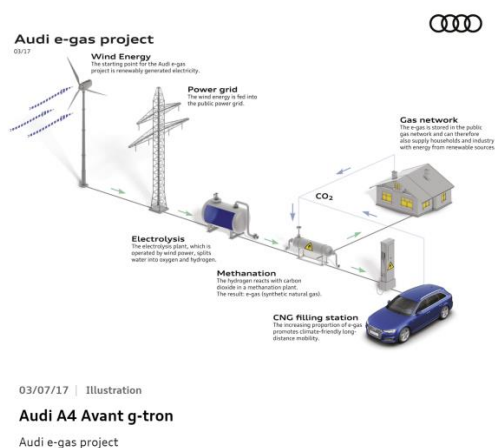
Technologia Power-to-gas jest obecnie w fazie intensywnego rozwoju, powodem jest atrakcyjność integracji P2G z mocno promowanymi odnawialnymi źródłami energii. Dowodem na to jest imponująca liczba projektów demonstracyjnych działających obecnie w Europie – łącznie 128 instalacji i projektów badawczych. Dokładny spis dostępny jest w literaturze [10]. Dlatego poniżej zostaną omówione tylko wybrane przedsięwzięcia.

- **Tohoku Institute of Technology PtG**

Pierwsza na świecie instalacja Power to Gas, powstała w 1995, na dachu uniwersytetu w Japonii. Korzystała z elektrolizerów alkaicznych, paneli fotowoltaicznych i wody morskiej, aby wytworzyć metan. Poprawiona i powiększona wersja o mocy ~ 10 kW i tempie produkcji metanu ~ 1m³/h działa od 2003 roku.

- **Audi e-gas**

Instalacja PtG Niemieckiego producenta samochodów pracuje od 2013 roku. Trzy elektrolizery alkaiczne o mocy ponad 6MW, produkują wodór, korzystając z energii wiatrowej. W kolejnym etapie wodór reaguje, z pochodzącym z pobliskiej biogazowni CO₂, a wytworzony gaz (CNG – Compressed Natural Gas), włączany jest do sieci gazowej, lub do stacji tankowania samochodów. Rocznie stacja produkuje około 1000 t/h gazu, przy sprawności elektrycznej 54%, jednak ogólna sprawność jest dużo wyższa, ze względu na wykorzystanie ciepła odpadowego w biogazowni. Instalacja utylizuje 2 800 t CO₂/h. Do tej pory Audi wprowadziło do swojej oferty 3 modele zasilane CNG (Audi g-tron) i zapowiadają kolejne.

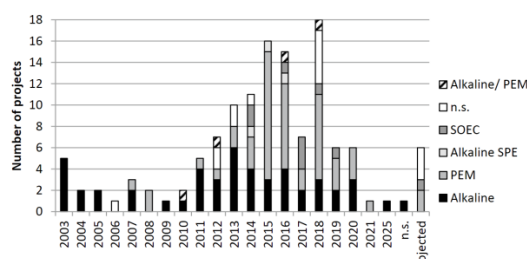


Rysunek 7. Schemat Projektu Audi e-gas [11].

- **H2V Product**

Największy w historii projekt PtG zaplanowany przez H2V INDUSTRY zakłada budowę 5 elektrolizerów o mocy 100 MW każdy, pierwszy ma zacząć pracować przed końcem 2021 roku, a reszta w ciągu pięciu lat. Przewidywana produkcja wodoru wynosi 500 000 t/h i ma pochłonąć kwotę 3,5 miliardów euro.

Obserwowany w ostatnich latach wzrost liczby projektów PtG [Rysunek 8.], pokazuje rozwój tej technologii. Na początku instalacje stosowały wyłącznie elektrolizery Alkaliczne. W 2007 po raz pierwszy zastosowano technologie PEM i ta technologia jest intensywnie rozwijana.



Rysunek 8. Projekty PtG na przestrzeni lat (n.s. - not specified) [10].

Podsumowanie

System Power-to-gas ma szansę stać się przyszłością magazynowania energii. Jest obecnie mocno promowany i rozwijany, co pokazuje liczba projektów badawczych zajmujących się tą tematyką. Prace te mają na celu pozbycie się przeszkód, które stanowią barierę dla technologii, m.in. koszty inwestycyjne, żywotność, niezawodność. Jedną z zalet technologii PtG, jest fakt w jak szerokim zakresie może być wykorzystywana. Zmagazynowana energia nie musi być koniecznie z powrotem zamieniona w energię elektryczną. Wytworzone paliwo może być wykorzystane także w transporcie (FCV), w instalacjach domowych, lub też wtłoczone do sieci gazowej. Trzeba też zwrócić uwagę na fakt zagospodarowania CO₂, występujący w niektórych rozwiązaniach P2G. W czasach w których stawki za emisję CO₂ stale rosną, sposób na wykorzystanie tych zanieczyszczeń staje się niezwykle atrakcyjny.

Bibliografia

[1] A. Zervos, C. Lins, L. Tesni_ere, Mapping Renewable Energy Pathways Towards 2020-EU ROADMAP, Brussels, Belgium, 2011

[2] Julita Piskowska-Wasiak, Doświadczenia i perspektywy procesu Power to Gas, 2017

- [3] Pivovar B. Enhance the U.S. energy portfolio through sustainable use of domestic resources, improvements in infrastructure, and increase in grid resiliency 2016
- [4] Grond L., Schulze P., Holstein J.: Systems analyses Power to Gas: Technology review. TKI Gas project TKIG01038, DNV KEMA, Groningen 2013.
- [5] DVGW-Arbeitsblatt G 262:2011-09 Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung (in German)
- [6] Sebastian Schiebahn et al. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany, 2015
- [7] Buttler Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas 2018
- [8] SBC-Energy-Institute_Hydrogen-based-energy-conversion_FactBook-2014
- [9] Maciej Chaczykowski , Andrzej J. Osładacz „Technologie power-to-gas w aspekcie współpracy z systemami gazowniczymi”, 2016.
- [10] Christina Wulf et al. Review of Power-to-Gas Projects in Europe, 2018
- [11] <https://www.audi-mediacenter.com/en/press-releases/new-audi-e-gas-offer-as-standard-80-percent-lower-co2-emissions-7353>

Analiza najczęściej stosowanych rozwiązań konstrukcyjnych stosów MCFC

Arkadiusz Górski, Adam Kujtkowski

Opiekun naukowy: dr inż. Arkadiusz Szczęśniak

Słowa kluczowe: Ogniwa paliwowe, MCFC

Streszczenie:

W poniższym artykule zaprezentowane zostaną rozwiązania konstrukcyjne stosów ogniw paliwowych MCFC (*Molten Carbonate Fuel Cell*), zasada działania, a także omówione zostaną procesy chemiczne oraz energetyczne zachodzące w stosie.

1. Wstęp

Ogniwo paliwowe jest urządzenie które wytwarza bezpośrednio energię elektryczną z chemicznej, wykorzystując paliwo w formie gazowej lub ciekłej. Nie zachodzi reakcja spalania co umożliwia pominięcie konwersji energii chemicznej w ciepłą a tej w mechaniczną. Jest to istotna zaleta tego typu rozwiązania; nie wymusza stosowania wymienników ciepła oraz skomplikowanych w budowie i eksploatacji elementów wirujących. Ponadto ogniwa paliwowe stanowią wysokosprawne źródło energii; w urządzeniu tym nie występuje klasyczny obieg termodynamiczny, więc górna granica sprawności nie jest ograniczona termodynamiką - sprawnością Carnota. Ogniwo paliwowe [...] posiada wszystkie elementy budowy ogniwa elektrochemicznego, a więc, dwie komory, w których umieszczone są dwie elektrody z przewodnika elektronowego, po jednej w każdej komorze, [...] oraz elektrolit podstawowy. [...] Rzeczywiste ogniwo elektrochemiczne może mieć różną budowę: stały lub ciekły elektrolit, substancje redoks różnie usytuowane i w rozmaitych stanach skupienia, brak fizycznie wyodrębnionej przegrody, wreszcie najprzeróżniej skonstruowane elektrody, tym niemniej w każdym ogniwie można wskazać wszystkie wymienione elementy¹. Ogniwa paliwowe możemy dzielić według różnych kryteriów takich jak np. temperatura pracy, paliwo czy ciśnienie pracy. Wyróżnia się rodzaje ogniw:

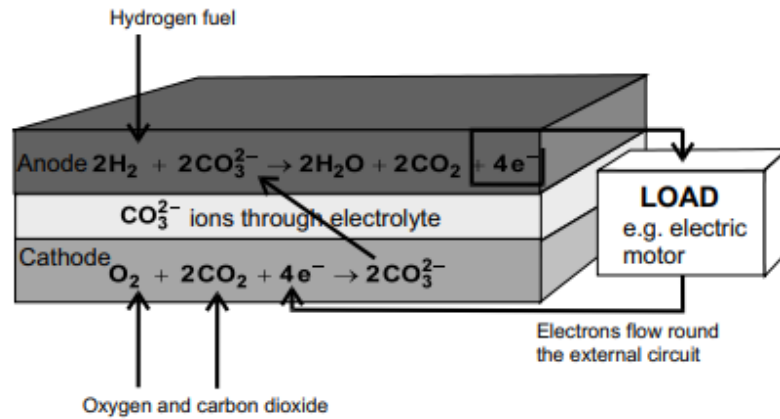
- Ogniwo paliwowe z elektrolitem zasadowym (Alkaline Fuel Cell - AFC)
- Kapilarne ogniwo typu PEMFC (Capillary Proton Exchange Membrane Fuel Cell - C-PEMFC)
- Ogniwo paliwowe z elektrolitem polimerowym (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell lub Proton Exchange Membrane Fuel Cell - PEMFC)
- Ogniwo paliwowe bezpośrednio zasilane metanolem (Direct Methanol Fuel Cell - DMFC)
- Ogniwo paliwowe ze stałym tlenkiem (Solid Oxide Fuel Cell - SOFC)
- Ogniwo paliwowe ze stopionych węglanów (Molten Carbonate Fuel Cell - MCFC)
- Ogniwo paliwowe z kwasem fosforowym (Phosphoric Acid Fuel Cell - PAFC)
- Ogniwo paliwowe bezpośrednio zasilane kwasem mrówkowym (Direct Formic Acid Fuel Cell - DFAFC)
- Ogniwo paliwowe bezpośrednio zasilane paliwem węglowym (Direct Carbon Fuel Cell - DCFC)
- Mikrobiologiczne ogniwo paliwowe (Microbial fuel cell - MFC)

Produkcja przebiega w sposób następujący: dostarczamy tlen do katody, a wodór do anody, katalizator na anodzie powoduje rozbitcie wodoru na protony i elektrony, elektrolit przepuszcza do katody tylko protony, elektrony zaś przemieszczają się zewnętrznym obwodem elektrycznym i w końcu na katodzie elektrony i protony łączą się z tlenem tworząc wodę, która wydostaje się z ogniwa.

2. Charakterystyka MCFC (Molten Carbonate Fuel Cells)

Ogniwa MCFC zaliczamy do grupy wysokotemperaturowych ogniw paliwowych. Jako elektrolit wykorzystuje się mieszaninę węglanów litu i potasu bądź węglanów litu i sodu. Mieszanina ta zawarta jest w stałej, porowatej powłoce najczęściej wykonywanej z glinianu litu. Materiałem, który posiada dobre właściwości do wykonania katody jest czysty nikiel, jako materiał stabilny w korozyjnym środowisku o wysokiej temperaturze,

dobrze przewodzący elektryczność i o niskiej oporności kontaktu z elektrodami. Z powodu wysokiego kosztu tego pierwiastka stosowane są często inne rozwiązania. Związki niklu również są wykorzystywane przy konstrukcji katody np. NiO. Zasadę działania MCFC prezentuje rysunek 1.

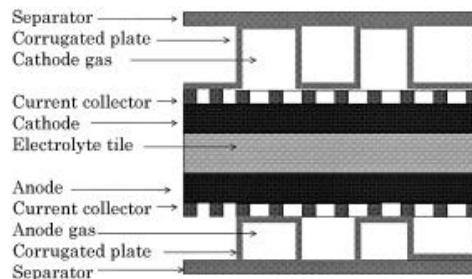


Rysunek 40 Zasada działania MCFC, pokazująca reakcje w anodzie i katodzie gdy paliwem jest wodór².

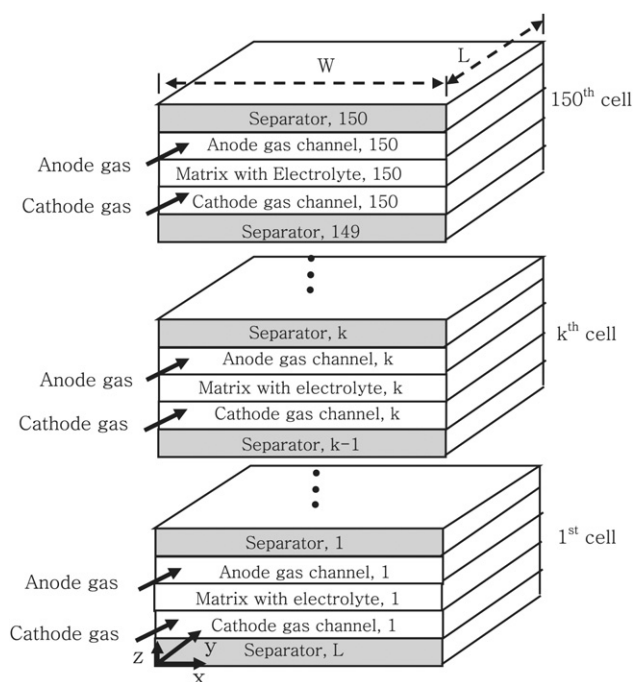
MCFC pracują w temperaturach rzędu 600 C - 700 C. Temperatura musi być na tyle wysoka aby zapewnić płynność elektrolitu jednak przekroczenie górnej granicy skutkowałoby uszkodzeniem ogniwa.

3. Identyfikacja głównych elementów stosu MCFC

Aby uzyskać odpowiedni poziom napięcia ogniwa paliwowe z elektrolitem ze stopionych węglanów, podobnie jak inne, układa się w stosy. Możemy wyróżnić elementy stosu takie jak kolektory doprowadzające gazy, uszczelki, płytę górną i dolną dociskającą stos oraz samo ogniwo paliwowe, stanowiące pojedynczą celę stosu. Składa się ona z anody, katody, siatek do zbierania elektronów, elektrolitu czyli stopionego węglanu oraz z płyt separujących poszczególne cele.



Rysunek 41 Przekrój poprzeczny pojedynczej komórki ogniwa paliwowego³.



Rysunek 42 Schemat budowy stosu złożonego z wielu cel⁴.

3.1. Anoda

Na tym elemencie zachodzi zjawisko jonizacji paliwa. Materiałem odpowiednim do wykonania anody jest czysty nikiel. Ze względu na koszty czystego niklu oraz jego jego niedostatecznie wysoki właściwości mechaniczne istotnym staje się poszukiwanie materiałów o korzystniejszych własnościach. Obecnie stosowanymi rozwiązaniami są domieszkowanie niklu innymi substancjami. Często wykorzystywaną metodą jest wzmocnienie niklu poprzez dodanie Cr bądź Cu przed odlewem w postaci tlenków bądź proszku. Równanie reakcji:



Numerical analysis of molten carbonate fuel cell stack performance: diagnosis of internal conditions using cell voltage profiles

F. Yoshida a, T. Abe b, T. Watanabe a

3.2 Katoda

Na katodzie zachodzi reakcja utleniania jonów powstałych na anodzie oraz połączenie elektronów z wcześniej zjonizowanym paliwem. Najpospolitszym materiałem wykorzystywanym w katodach MCFC jest tlenek niklu. NiO jest relatywnie stabilny w alkalicznym i tlenowym środowisku oraz posiada wysoką przewodność elektryczną. Poniżej wzór chemiczny zachodzącej reakcji



3.3 Elektrolit

Funkcją elektrolitu jest stworzenie między anodą i katodą warstwy przepuszczalnej wyłącznie dla kationów tak, aby elektrony przemieściły się obwodem zewnętrznym. Najpowszechniejszym elektrolitem wykorzystywanym w MCFC jest mieszanina Li₂CO₃/K₂CO₃. Podczas pracy ogniwa bądź stosu dochodzi do zjawiska segregacji,

polegającego na koncentracji potasu w pobliżu katody. Proces ten utrudnia pracę ogniwa oraz powoduje szybsze niszczenie się katody. Aby ograniczyć szkodliwy wpływ tego zjawiska poszukuje się nowych substancji, mogących pełnić funkcję elektrolitu. Jedną z takich substancji jest mieszanina węglanów Li/Na, której własności poprawiają pracę ogniwa.

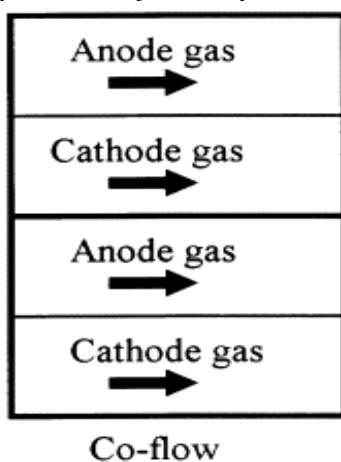
4. Analiza rozwiązań konstrukcyjnych MCFC

4.1 Konfiguracja przepływu paliwa i utleniacza oraz jego wpływ na osiągi.

Istotnym jest sposób poprowadzenia przepływu w ogniwie. Oddziałuje on na rozkład temperatur, ciśnienie czy gęstości prądu.

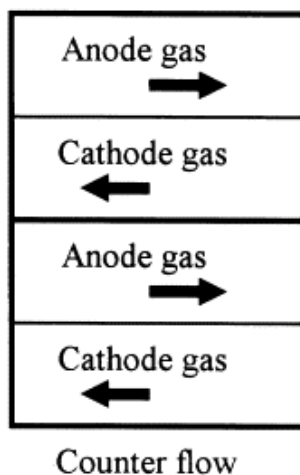
Wyróżnia się trzy układy przepływów:

- Współprądowy - Przepływ współprądowy charakteryzuje jednakowy kierunek przepływu paliwa i utleniacza. Jest to najprostszy sposób dystrybucji tych substancji w MCFC. Schematycznie zaprezentowane jest to na rysunku:



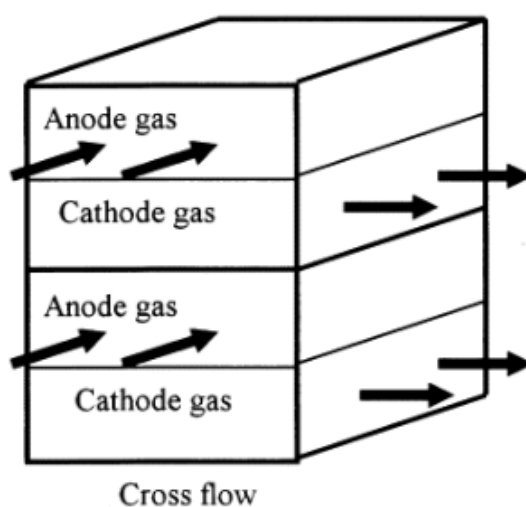
Rysunek 43 Przepływ współprądowy w celi³.

- Przeciuprądowy

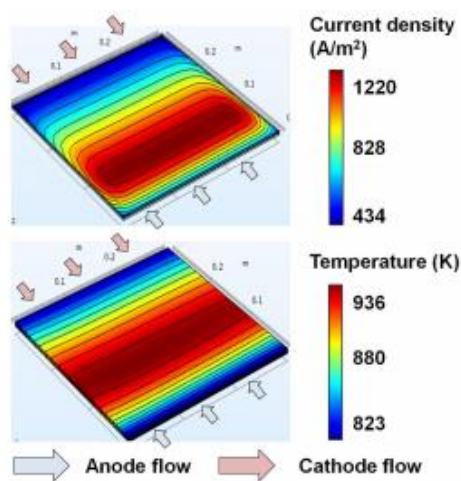


Rysunek 44 Przepływ przeciuprądowy w celi³.

- Krzyżowy

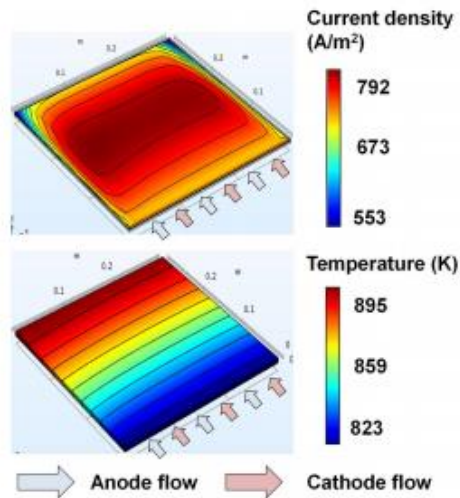


Rysunek 45 Przepływ krzyżowy w celi³.



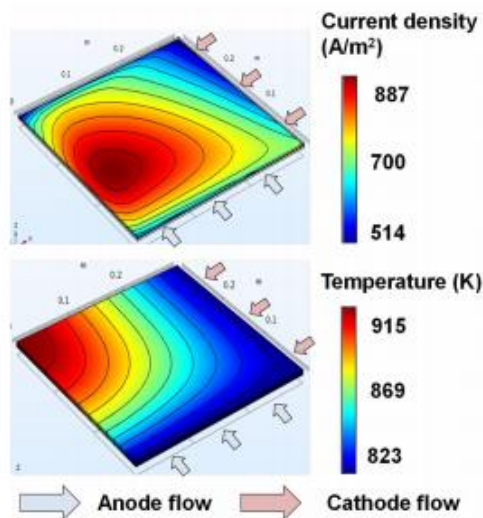
Rysunek 46 Rozkład gęstości prądu oraz temperatury w przekroju celi dla przepływu przeciwnoobrotowego⁵.

Dla konfiguracji przeciwnoobrotowej MCFC otrzymujemy dość nierównomierny rozkład zarówno temperatury jak i gęstości prądu. Zaobserwować można bardzo duże wartości skoncentrowane na niewielkim obszarze w pobliżu wlotu do anody. Zachodzi niebezpieczeństwo uszkodzenia ogniwa ze względu na wysoką lokalną temperaturę i gęstość prądu.



Rysunek 47 Rozkład gęstości prądu oraz temperatury w przekroju celi dla przepływu współprądowego⁵.

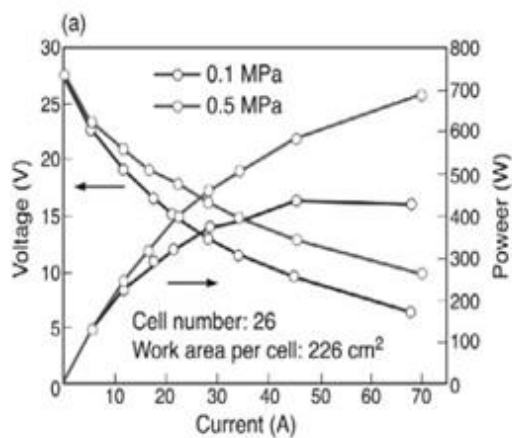
W przypadku dystrybucji współprądowej rozkład pola gęstości prądu jest wybitnie jednorodny. Różnice te wzdłuż drogi przepływających substancji są niewielkie, dużo mniejsze niż w przypadku przepływu przeciwnieprądowego; osiągają też mniejsze wartości. Najwyższa temperatura ogniw występuje na wylocie, w przeciwieństwie do poprzedniego układu gdzie zlokalizowana jest w $\frac{1}{4}$ długości celi od wlotu paliwa. Maksymalna temperatura oraz jej maksymalne różnice są mniejsze.



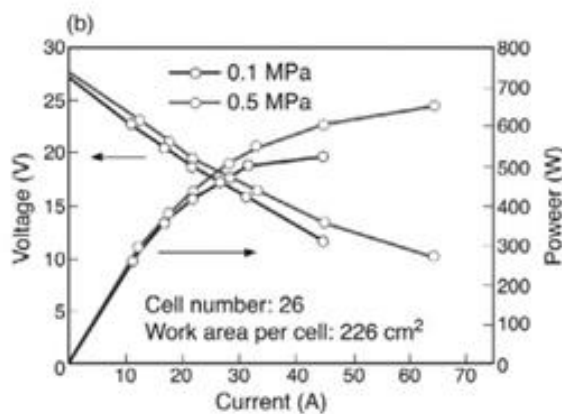
Rysunek 48 Rozkład gęstości prądu oraz temperatury w przekroju celi dla przepływu krzyżowego⁵.

Konfiguracja krzyżowa cechuje się relatywnie dużą niejednorodnością. Maksimum pola temperatury skupia się w narożu naprzeciw wlotów osiągając wartość większą niż przy przepływie współprądowym jednocześnie mniejszą niż w przeciwnieprądowym.

W obliczu powyższych rezultatów można spodziewać się najkorzystniejszej pracy ogniw w przypadku przepływu współprądowego. Dowodem na to są inne badania wykonane dla przepływów współprądowych i przeciwnieprądowych.



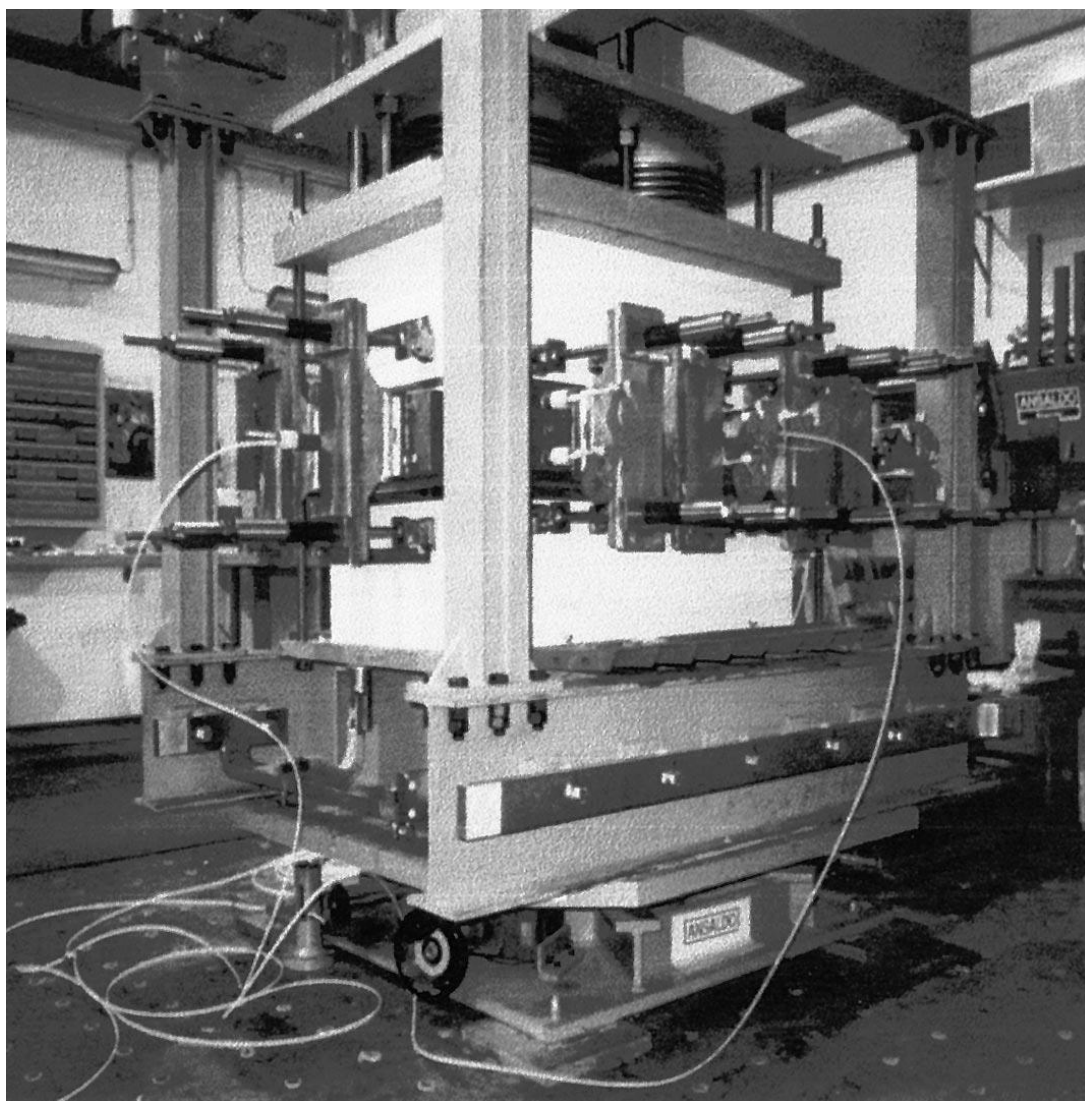
Rysunek 10 Wykres osiąganego napięcia oraz mocy w zależności od natężenia prądu dla przepływu współprądowego⁶.



Rysunek 11 Wykres osiąganego napięcia oraz mocy w zależności od natężenia prądu dla przepływu przeciwno-prądowego⁶.

5. Wpływ kształtu celi na pracę stosu

Obecnie większość ogniów wykonuje się z płyt kwadratowych. Można jednak również wykonać stos składający się z cel prostokątnych. Poniżej przedstawiono wyniki badań. Badano jak zmiana kształtu celi wpływa na rozkład parametrów ważnych dla bezpiecznej pracy ogniwa.



Rysunek 12 Sylwetka zabudowanego stosu ogniwa paliwowego⁷.

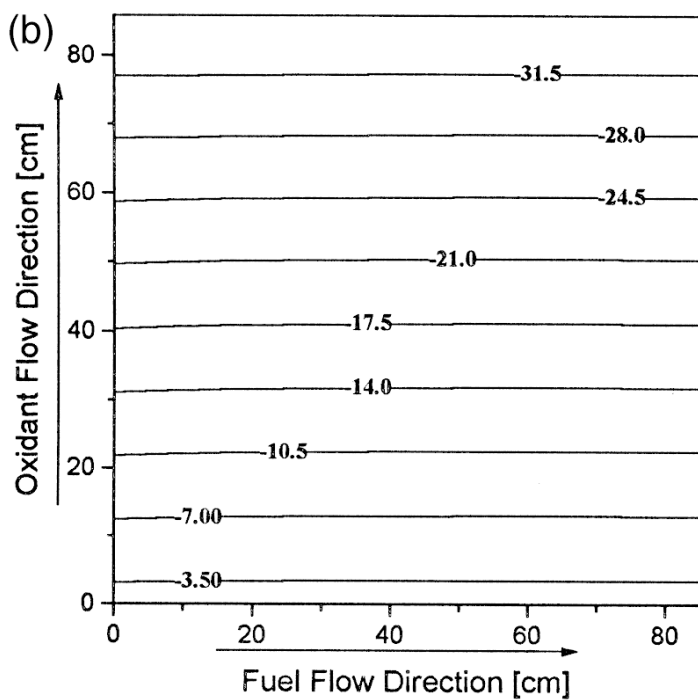
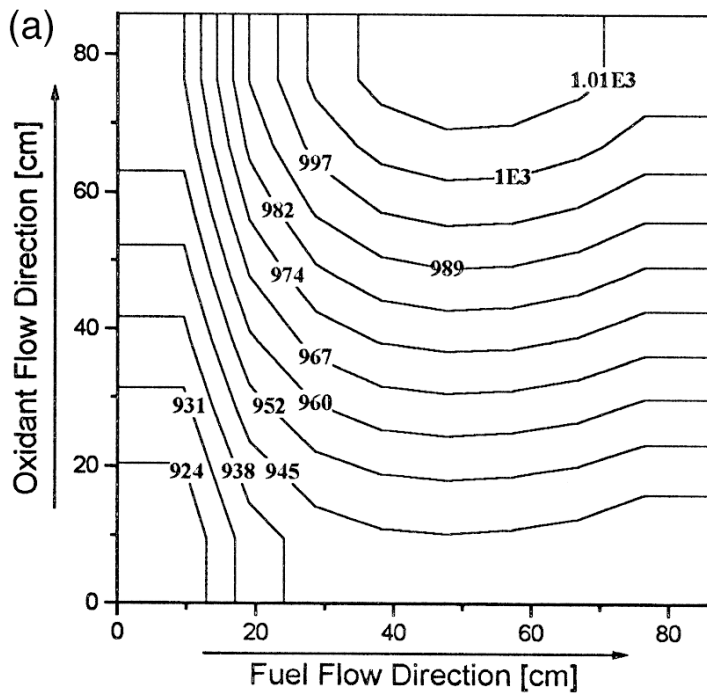
W kontekście optymalizacji pracy stosu istotnymi zagadnieniami są maksymalna/minimalna temperatura oraz różnica ciśnienia pomiędzy katodą i anodą.

Maksymalna lokalna temperatura na ogniwie, aby uniknąć zniszczenia ogniwa - 973 K

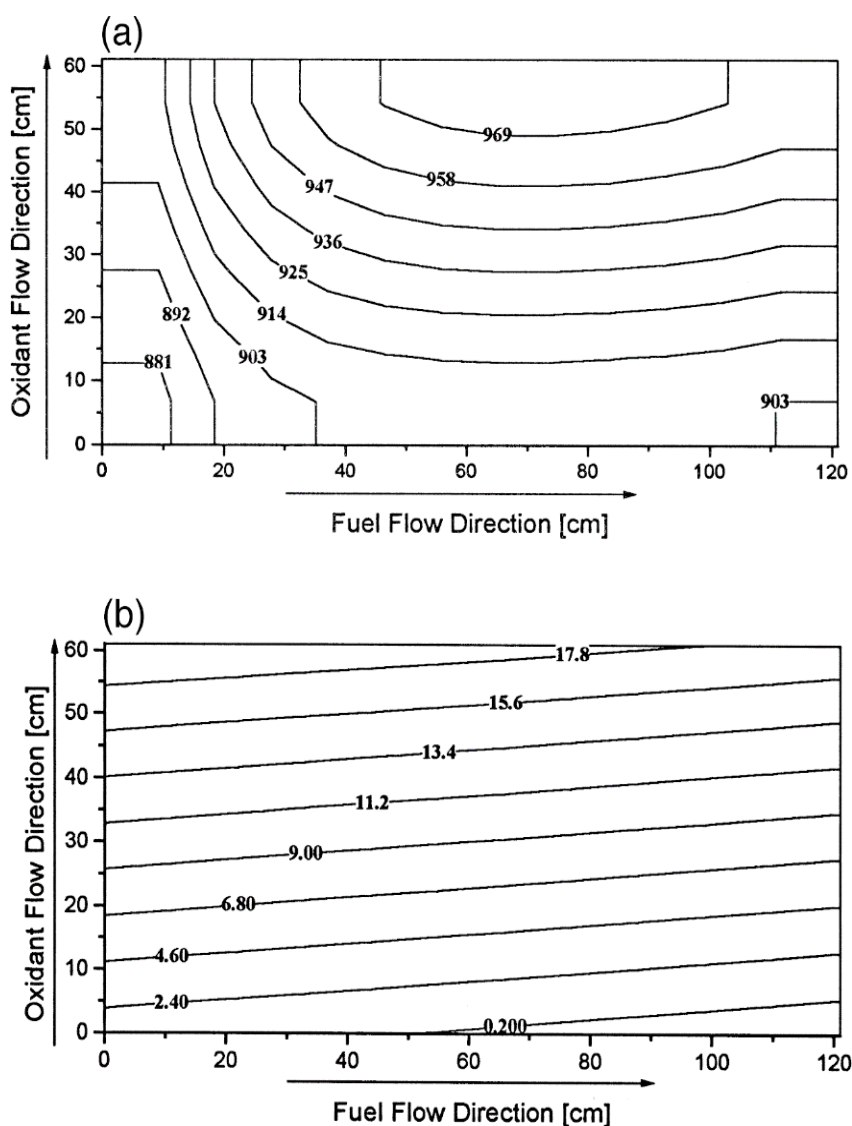
Minimalna temperatura dostarczanych gazów, aby uniknąć solidyfikacji elektrolitu - 853K

Maksymalna różnica ciśnień pomiędzy anodą i katodą, aby uniknąć przebicia gazów pomiędzy anodą i katodą - 20 mbar

Badania stosów wykonanych z cel o różnym kształcie wykazały korzyści ze stosowania ogniw prostokątnych.



Rysunek 13 Rozkład temperatury (a) oraz różnicy ciśnień (b) [mbar] dla celi kwadratowej⁷.



Rysunek 494 Rozkład temperatury (a) oraz różnicy ciśnień (b) [mbar] dla celi prostokątnej⁷.

Z powyższych rysunków wynika, że zastosowanie ogniów prostokątnych ułatwia zachowanie temperatur oraz różnic ciśnień w granicach niezbędnych dla prawidłowej pracy stosu.

6. Podsumowanie

Zaletami MCFC są praca w wysokiej temperaturze wpływająca na wysoką sprawność, brak konieczności wykorzystania katalizatorów, możliwość wykorzystania różnych paliw np. wodoru, gazu węglowego, metanu, perspektywa pracy w kogeneracji np. z turbiną gazową oraz tolerancja związków węgla w paliwie, co eliminuje potrzebę jego oczyszczenia. Jako wady należy wymienić przymus intensywnego chłodzenia gazem. Z opisanych powyżej badań z przytoczonych artykułów wynika, że preferowanym sposobem konfiguracji przepływu jest współprądowy, ze względu na jednorodny rozkład temperatur i gęstości prądu. W celu zwiększenia bezpieczeństwa aby uzyskać jednolite pola temperatury i gęstości prądu, można zastosować prostokątne cele.

Bibliografia

- [1] P. Piela, A. Czerwiński, Przemysł chemiczny, Przegląd technologii ogniw paliwowych. Cz. 1. Zasada działania i możliwości, 2006
- [2] A. L. Dicks, Molten carbonate fuel cells, 2004
- [3] F. Yoshibaa, N. Onob, Y. Izakia, T. Watanabea, T. Abec, Numerical analyses of the internal conditions of a molten carbonate fuel cel stack: comparison of stack performances for various gas flow types, 1998
- [4] Sung-Yoon Lee , Do-Hyung Kim, Hee-Chun Lim, Gui-Yung Chung, Mathematical modeling of a molten carbonate fuel cell (MCFC) stack, 2010
- [5] Study on the Effects of the Flow Characteristics and Size on the Peformance of Molten Carbonate Fuel Cells Using CFD
- [6] Li Zhou, Huaxin Lin, Baolian Yi, Huamin Zhang, New structure of separator plate assembly for MCFC stacks, 2007
- [7] E. Arato, B. Bosio, R. Massa, F. Parodi, Optimisation of the cell shape for industrial MCFC stacks, 2000

Rozwój energetyki prosumenckiej w Polsce

Eryk Sochacki

Opiekun naukowy: mgr inż. Łukasz Cieślakiewicz

Słowa klucz. energetyka odnawialna, prosument, energetyka prosumencka, fotowoltaika

Streszczenie

Poniższy artykuł przybliży sytuację energetyki prosumenckiej w Polsce. Zawiera informację na temat różnych pomocy w jej rozwoju, takich jak programy „Mój prąd” oraz „Agroenergia”. Pokazany został także statystyczny rozwój mocy produkcyjnej energii odnawialnej, która w dużej mierze składa się z mocy zainstalowanej u prosumentów.

16. Wstęp

W dobie rewolucji energetycznej w Unii Europejskiej, Polska jako członek jest zobowiązana do rozwoju energetyki bezemisyjnej oraz spełnienia norm wyznaczonych przez UE. Jedną ze ścieżek rozwoju takiego stanu rzeczy jest mobilizacja społeczeństwa do samodzielnego korzystania z odnawialnych źródeł energii. Takie działanie mieszkańców i firm działających na terenie kraju nazywamy energetyką prosumencką.

Słowo „prosument” jest połączeniem słów „producent” i „konsument”. Taka koncepcja po raz pierwszy została użyta w 1972 roku przez Marshalla McLuhana oraz Barringtona Nevitta, którzy postawili tezę, że wraz z rozwojem nowych technologii elektrycznych konsument może coraz częściej stawać się producentem.[1]

17. Definicja prawna

Definicję prawną tego kto może być prosumentem definiuje ustawa z dnia 20 lutego 2015 roku o Odnawialnych źródłach energii[2]. Mówi ona, że „prosument energii odnawialnej – odbiorcą końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649 i 730)”. Do dnia 29 sierpnia 2019 roku prosumentem mogła być tylko osoba prywatna co określał zapis „odbiorcą końcowego dokonującego zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą regulowaną ustawą z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. poz. 646, 1479, 1629, 1633 i 2212), zwaną dalej „ustawą – Prawo przedsiębiorców”. Wraz z wyżej wymienioną datą prosumentem mogą zostać także przedsiębiorstwa, których głównym źródłem funkcjonowania nie jest wytwarzanie energii elektrycznej[7]. Dzięki temu mogą oni tak jak osoby prywatne rozliczać się w korzystnym systemie tak zwanego NetMeteringu. Polega on na tym, że wprowadzone nadwyżki energii do sieci możemy odebrać z powrotem na użytek własny. Progi określa wielkość instalacji. Są to:

- większej niż 10 kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,7
- nie większej niż 10 kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,8

Oznacza to, że jeśli nasza instalacja ma poniżej 10 kW mocy zainstalowanej to za każde wprowadzony do sieci 1000 kWh energii elektrycznej możemy odebrać 800 kWh. Analogicznie ma się sytuacja jeśli nasza instalacja ma powyżej 10 kW mocy. Wtedy za każde 1000 kWh, odbieramy 700 kWh. Maksymalna moc jaką może mieć mikroinstalacja rozliczana w takim systemie to 50 kW. Powyżej tego rozliczamy się w systemie zasilania nadmiarowego, tj. nadmiar energii sprzedajemy operatorowi sieci dystrybucyjnej.

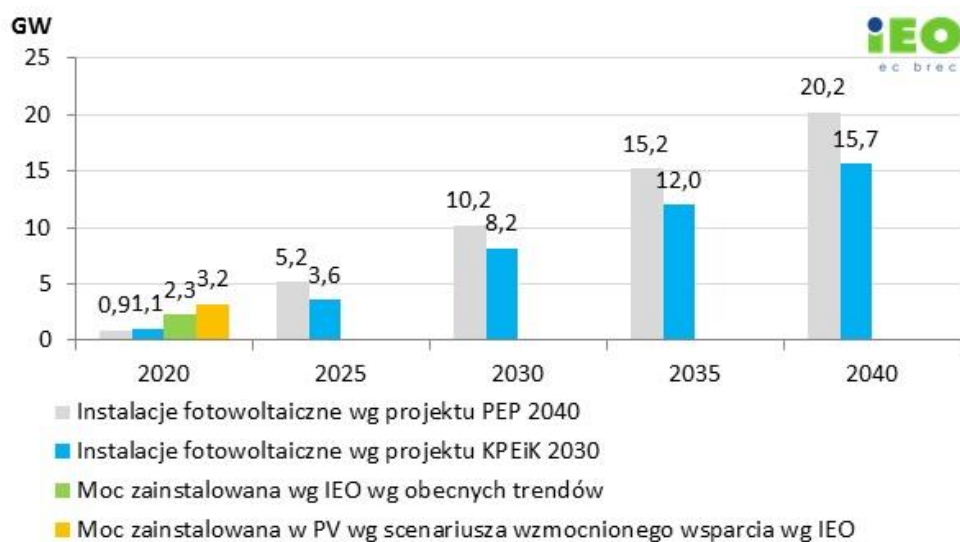
18. Przyrost mocy zainstalowanej

W roku 2015 udział instalacji OZE, poniżej 200 kW, które można przyłączyć do sieci niskiego napięcia wynosił 0,6% rynku energii odnawialnej.

W lutym 2019 roku zainstalowanych było ok. 350 MW mocy z mikroinstalacji fotowoltaicznych, z czego 75% to inwestycje prosumentów prywatnych, tj. gospodarstw domowych. Reszta przypada na prosumentów biznesowych[3].

Ze względu na prostotę montażu, możliwość instalacji na dachach, brak ograniczeń odległości od miejsc zamieszkałych przez ludzi oraz duże wsparcie finansowe głównym filarem energetyki prosumenckiej jest zdecydowanie energia słoneczna. Widać to poprzez gwałtowny wzrost mocy zainstalowanej. Polskie Sieci Energetyczne podały informację, że w lipcu powstało 116,1 MW nowych instalacji fotowoltaicznych w kraju. Jest to rekordowy miesiąc w historii. Spowodowało to, że na koniec sierpnia łącznie zainstalowano 882,6 MW mocy z elektrowni słonecznych. 1 września tego roku już było to 940,9 MW, co oznacza, że w tym tempie już w październiku w Polsce może być zainstalowany 1 GW[15] mocy pozyskiwanej z energii słonecznej. Na koniec 2018 roku łączna moc instalacji fotowoltaicznych wynosiła

471,4 MW. Wg. projektów Polityki Energetycznej Polski do 2040r. (PEP2040) oraz Krajowego planu na rzecz energii i klimatu do 2030 r.(KPEiK 2030) założono znaczny wzrost mocy instalacji fotowoltaicznych od 15,7 do 20,2 GW w 2040 roku[4].



Źródło:Instytut Energtyki Odnawialnej – Raport: rynek fotowoltaika w Polsce w 2019r.

Minister Energii Krzysztof Tchórzewski zakłada, że na koniec roku 2019 w Polsce będzie ponad 100 tys. prosumentów, głównie ze względu na dotacje i ulgi podatkowe.[9]

19. Dotacje oraz ulgi podatkowe

Aktualnie w Polsce mamy gwałtowny wzrost liczby instalacji rozliczanych w trybie prosumenckim. Jednym z najważniejszych powodów takiego stanu rzeczy są różnorodne metody wsparcia finansowego dostępne dla nowych prosumentów.

19.1. Program „Mój prąd”

Dla instalacji fotowoltaicznych o mocy od 2 do 10 kWp (wat pik – moc szczytowa modułu słonecznego określona w warunkach STC (Standard Test Conditions), tj. przy następczeniu 1000W/m², 25°C oraz współczynnikowi masy powietrza AM=1,5) przewidziano 1 miliard złotych na dofinansowania do 50% kosztów instalacji, ale nie więcej niż 5000 zł za jedną instalację. Program stworzony przy współpracy Ministerstwa Energii i Ministerstwa Środowiska przedstawił dnia 23 lipca 2019 roku Premier Mateusz Morawiecki. Pierwszy nabór na to dofinansowanie zaczął się dnia 30 sierpnia 2019 roku. Do dnia 12 września tego roku Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej rozpatrzył pozytywnie już 78 wniosków.[5][6][8]

19.2. Ulga termomodernizacyjna

Wraz z dniem 1 stycznia 2019 roku instalacje fotowoltaiczne są zakwalifikowane do ubiegania się o ulgę termomodernizacyjną. Oznacza to, że właściciel domu jednorodzinnego lub innego lokalu mieszkalnego może odliczyć od kosztów instalacji fotowoltaicznej podatek dochodowy (w zależności od sposobu rozliczania będzie to od 18% do nawet 32%). Maksymalna kwota, od której można otrzymać ulgę na instalacje to 53 000 zł. Kwota nieznajdująca pokrycia w dochodzie osoby będzie mogła być odliczana maksymalnie do 6 lat od otrzymania ulgi.[10]

19.3. Program „Czyste powietrze”

W ramach programu „Czyste powietrze” można otrzymać pożyczkę na preferencyjnych warunkach na wybudowanie instalacji fotowoltaicznej. Takie dofinansowanie może pokryć nawet 100% kosztów instalacji fotowoltaicznej, ale na maksymalną kwotę 30 000zł, i nie więcej niż 6 000zł za 1kWp mocy. Jej oprocentowanie ma wynosić WIBOR 12M + 70 pkt bazowych, ale nie mniej niż 2 proc. rocznie. Maksymalny okres spłaty ustalono na 180 miesięcy. Instalacja musi spełniać normy PN-EN 61215 dla modułów oraz PN-EN 50438 dla inwerterów. Do 29 marca 2019 roku ponad 2,6 tys. wniosków ubiegało się o dofinansowanie na odnawialne źródła energii. Udział w tym programie nie wyklucza, także otrzymania ulgi termomodernizacyjnej.

19.4. Dofinansowanie na terenie Warszawy

Od początku września Urząd Miasta Warszawy uruchomił nabór wniosków do programu dofinansowań instalacji odnawialnych źródeł energii. W ramach programu osoby prywatne, firmy oraz wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe mogą się ubiegać o dotację do 15 000zł, jednak nie więcej niż 1500 za każdy kW mocy zainstalowanej. Przedsięwzięcie musi się odbyć na terenie Miasta Stołecznego Warszawy. Dodatkowo nie wyklucza to otrzymania ulgi termomodernizacyjnej na instalacje fotowoltaiczną co w skrajnych przypadkach może spowodować, że wsparcie finansowe wyniesie ponad 50% kosztów instalacji.[11]



Instalacja PV – cena vs. ostateczny koszt przy dotacji i uldze podatkowej 32 proc, źródło: gramzielone.pl

19.5. AgroEnergia

Od 7 sierpnia 2019 roku rolnicy indywidualni mogą ubiegać się o dofinansowanie instalacji m.in. odnawialnych źródeł energii w ramach programu „AgroEnergia”. Program przewiduje 80 000 000 zł na dofinansowanie oraz 120 000 000 zł na pożyczki. Dotacja może wynieść maksymalnie do 40% kosztów kwalifikowanych, zaś pożyczka do 100%. Jej oprocentowanie ustalono na WIBOR 3M + 50 punktów bazowych, ale nie mniej niż 2 proc. Maksymalny okres spłaty wynosi 15 lat. Dofinansowanie instalacji fotowoltaicznej o mocy od 50 kW do 1MW ustalono na maksymalnie 2 500 000 zł/MWp, instalacje wiatrowe do 3 MW – 6 000 000 zł/kW oraz wodne do 5 MW – 25 000 000 zł/5 MW. Instalacje fotowoltaiczne do 50 kW nie mają kwoty maksymalnej.[12][13]

19.6. Ulga w podatku rolnym

Zgodnie z art. 13 o podatku rolnym, płatnikom, którzy zainwestowali w urządzenia służące ochronie środowiska lub Odnawialne Źródła Energii, przysługuje ulga inwestycyjna. Polegająca na odliczeniu od podatku rolnego 25 % kosztów inwestycji. Ulgę w podatku rolnym można otrzymać razem z dofinansowaniem z programu „AgroEnergia”.

19.7. Odliczenie podatku VAT dla przedsiębiorstw

Przedsiębiorstwa inwestujące w instalacje odnawialnych źródeł energii na własny użytek mogą odliczyć od kosztów instalacji 23% podatek VAT.

19.8. Dotacje na OZE w województwie śląskim

Instalacje odnawialnych źródeł energii w województwie śląskim mogą się ubiegać o dofinansowanie do 95% kosztów kwalifikowanych w ramach unijnych dofinansowań w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.[14]

20. Potencjalne dalsze zmiany

Pod koniec września Senat przyjął ustawę „antykopciuchową”, która zakłada m.in. obniżenie stawki VAT na montaż instalacji fotowoltaicznych poza bryłą budynku mieszkalnego do 8%. Ponadto w ramach raportu na zlecenie Ministerstwa Przedsiębiorczości firma Ernst & Young przygotowała raport na temat regulacji wsparcia energetyki prosumenckiej. Zakłada on m.in. zwiększenie systemu opustów do poziomu 1:1, tj. za każde 1000 kWh wprowadzone do sieci, będzie można odebrać dokładnie tyle samo energii elektrycznej. Do tego wspomniano o dwóch rozwiązaniach dla prosumentów poza zwiększeniem NetMeteringu:

- Brak opłaty stałej za moc dla prosumentów z wysokim poziomem autokonsumpcji
- Opust 1:1 na energii i dystrybucji oraz stałą opłatę za moc dla prosumentów wprowadzających duże ilości energii do sieci

Opłata stała ma być naliczana za każdy 1 kW mocy inwertera. Zaproponowano także „wirtualnego prosumenta”, czyli grupę co najmniej 2 prosumentów, którzy będą mieli wspólną instalację OZE ze względu na brak miejsca na samodzielne jej wybudowanie. Ograniczone miałyby to zostać do mikro i małych instalacji, tj. 500 kW.[16]

21. Podsumowanie

Rynek prosumencki w Polsce przeżywa gwałtowny wzrost i staje się znaczącą częścią polskiej energetyki. Wpływ na to mają przede wszystkim bardzo szybki rozwój technologii OZE (szczególnie energetyki słonecznej) oraz znaczące wsparcie finansowe zmotywowane wypełnieniem unijnych norm i walką ze zmianami klimatycznymi. Aktualne trendy energetyczne na świecie sugerują, że taki stan rzeczy się przez bardzo długi czas nie zmieni, a rozwój będzie coraz bardziej dynamiczny.

Bibliografia

- 1) <https://pl.wikipedia.org/wiki/Prosument> [6.10.2019]
- 2) <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20150000478/U/D20150478Lj.pdf> [6.10.2019]
- 3) <https://ieo.pl/pl/projekty/raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2019> [6.10.2019]
- 4) <https://ieo.pl/pl/raporty/53-krajowy-plan-rozwoju-mikroinstalacji-oze-do-roku-2030-ieo-dla-wne/file> [6.10.2019]
- 5) <https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/101462/pierwsze-efekty-programu-moj-prad-bedzie-kolejny-nabor> [6.10.2019]
- 6) <https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/101506/jaka-srednia-dotacja-i-moc-instalacji-w-programie-moj-prad> [6.10.2019]
- 7) <https://www.gramwzielone.pl/trendy/101396/od-dzisiaj-firmy-moga-byc-prosumentem-co-jeszcze-sie-zmienia> [6.10.2019]
- 8) <https://www.gov.pl/web/energia/program-moj-prad-zalozenia-szczegolowe> [6.10.2019]
- 9) <https://globenergia.pl/prawie-100-tysiecy-prosumentow-w-2019-roku/> [6.10.2019]
- 10) <https://columbusenergy.pl/2019/01/04/od-2019-roku-mozesz-odliczyc-koszt-instalacji-fotowoltaicznej-od-podatku/> [6.10.2019]
- 11) <https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/101602/ponad-50-proc-dofinansowania-na-instalacje-fotowoltaiczne-w-warszawie> [6.10.2019]
- 12) <https://www.gramwzielone.pl/trendy/101058/program-agroenergia-startuja-dotacje-na-oze-dla-rolnikow> [6.10.2019]
- 13) <http://www.nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/agroenergia/nab/> [6.10.2019]
- 14) <https://www.gramwzielone.pl/trendy/101645/kolejne-dotacje-na-oze-w-woj-slaskim> [6.10.2019]
- 15) <https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/101575/moc-elektrowni-pv-znowu-wyraznie-wzrosla-1-gw-w-przyszlym-miesiacu> [6.10.2019]
- 16) <https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/101505/wirtualny-prosument-i-opust-11-kolejne-zadania-minister-emilewicz> [6.10.2019]

System certyfikatów energetycznych

Patrycja Krasoń

Opiekun naukowy: dr inż. Sławomir Bielecki

Streszczenie: W artykule zawarto opis systemu certyfikatów energetycznych w Polsce, cel oraz założenia jego utworzenia. Wymieniono i opisano certyfikaty które wygasły oraz te, które nadal obowiązują. Przybliżono oszczędność energii pierwotnej dzięki systemowi białych certyfikatów z podziałem na poszczególne przetargi. Nakreślono sytuację możliwości obrotu certyfikatami oraz opłat zastępczych.

Słowa klucz. System certyfikatów, efektywność energetyczna

1. WSTĘP

System certyfikatów energetycznych powstał w celu odróżnienia pochodzenia wyprodukowanej i sprzedawanej energii elektrycznej. Za ich pomocą identyfikuje się przede wszystkim źródło energii, datę oraz miejsce jej wyprodukowania, a także, na wniosek producenta, informacje na temat rodzaju i mocy elektrowni, która energię wytworzyła. Świadectwa te zostają wydane przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii. Producenci, którzy otrzymali w/w świadectwa figurują w Rejestrze Świadectw Pochodzenia (RŚP), gdzie nadawane jest im indywidualne konto. W Polsce istnieją trzy główne systemy wsparcia, które wciąż obowiązują: zielonych, białych i fioletowych certyfikatów oraz systemy wsparcia kogeneracji, czyli certyfikaty czerwone i żółte, które zostały już wycofane. [1]

2. ENERGETYCZNE CERTYFIKATY W POLSCE

2.1 Certyfikaty które już wygasły

2.1.1 Żółte i czerwone certyfikaty

System wsparcia w postaci czerwonych certyfikatów – dla kogeneracji węglowej i żółtych – dla kogeneracji gazowej, wygasł 31 grudnia 2018r. Mechanizm miał promować jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, które jest uważane za jedną z najwydajniejszych metod produkcji energii. W 2017r. URE wydał 1,7 tys. takich świadectw na łączny wolumen 28,11 TWh.

Udział ciepła wytwarzanego w kogeneracji już od kilku lat kształtuje się na tym samym poziomie, a w ubiegłym roku wyniósł 61%, sięgając 234,7 tys. TJ. Jako, że certyfikaty nie przyniosły wystarczających efektów, powstaje nowy system wsparcia dla kogeneracji. [2]

2.2 Certyfikaty, które wciąż obowiązują

2.2.1 Zielone certyfikaty

Głównym mechanizmem wsparcia produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (OZE), jest system tzw. zielonych certyfikatów. Został on określony w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2006r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.). Rozwiązanie to jest mechanizmem rynkowym sprzyjającym rozwojowi energetyki odnawialnej. Jego istotą jest nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej odbiorcom końcowym, obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE określonej ilości świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, bądź uiszczenia opłaty zastępczej. Zielone certyfikaty funkcjonują w Polsce od 2005r. [3]

2.2.2 Białe certyfikaty

Białe certyfikaty to świadectwa efektywności energetycznej wydawane za uzyskany efekt energetyczny (oszczędności energii) w wyniku realizacji przedsięwzięcia modernizacyjnego. Świadectwa przyznawane są na podstawie wniosków składanych w URE. Każdy wniosek podlega indywidualnej weryfikacji i musi zawierać audyt efektywności energetycznej określający efekt energetyczny realizowanego przedsięwzięcia. Białe certyfikaty są formą dofinansowania możliwą do uzyskania w ramach realizacji przedsięwzięć proefektywnościowych, takich jak wymiana odcinka wyeksploatowanej sieci ciepłowniczej na nową sieć preizolowaną, wymiana wyeksploatowanych pomp, wentylatorów lub innych urządzeń (wraz z napędem) na urządzenia dopasowane do nowego punktu pracy z zastosowaniem nowego, bardziej efektywnego systemu sterowania, zabudowa instalacji odzysku ciepła odpadowego, wymiana oświetlenia na energooszczędne. [4] Wszystkie rodzaje przedsięwzięć wymienione zostały w ustawie o efektywności energetycznej.

2.2.3 Fioletowe certyfikaty

Z tego rodzaju wsparcia energii elektrycznej skorzystać mogą przedsiębiorcy wytwarzający energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt. 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Pierwszy fioletowy certyfikat został wydany przez Prezesa URE 22. września 2010r. [5]

3. OSZCZĘDNOŚĆ ENERGII PIERWOTNEJ DZIĘKI BIAŁYM CERTYFIKATOM

Odbłyło się łącznie pięć przetargów, każdy ze zwiększającą się dostępną wartością świadectw oraz liczbą wniosków zaakceptowanych. URE publikuje dane na temat wydanych świadectw na portalu Biuletynu Informacji Publicznej, podając zagregowane informacje o wartości wydanych świadectw, jak również dane o każdym wydanym świadectwie wraz z obowiązkową kartą audytu zawierającą rzeczywistą oszczędność energii. Karta audytu jest znormalizowana, jednakże dokumenty są przekazywane w formacie skanów rastrowych, które nie są przyjazne do szerokiej analizy. [6]

3.1 Pierwszy przetarg

W pierwszym przetargu największą aktywność – jeżeli można użyć takiego słowa w świetle niezadawalających wyników przetargu – wykazały przedsiębiorstwa energetyczne działające na rynku ciepła (w tym przedsiębiorstwa dystrybucyjne) i odbiorcy końcowi. Jednymi z najczęściej zgłaszanych przedsięwzięć były te związane z wymianą sieci ciepłowniczych i węzłów cieplnych oraz działania w zakresie instalacji i urządzeń przemysłowych.

Do URE wpłynęło 212 ofert, z czego 1 oferta została zwrócona do nadawcy bez otwierania w związku z wpływem po terminie wyznaczonym do składania ofert, 2 oferty zostały wycofane na

wniosek podmiotów przystępujących do przetargu, czyli ostatecznie skutecznie złożonych zostało 209 ofert. Wygrane w pierwszym przetargu oferty opiewają tylko na 20 699 toe, co stanowi 3,763% przewidzianej w tym przetargu puli świadectw efektywności energetycznej do wydania. [7]

3.2 Drugi przetarg

Drugi przetarg ogłoszony przez Prezesa URE w dniu 27 grudnia 2013r., został rozstrzygnięty w dniu 29 października 2014r. Wyniki ogłoszono w dniu 7 listopada 2014r. – z 484 ofert zostało wybranych 302 oferty na pulę certyfikatów 57 180,146 toe z dostępnej puli 1 368 296 toe, co stanowiło 4,2%. [8]

3.3 Trzeci przetarg

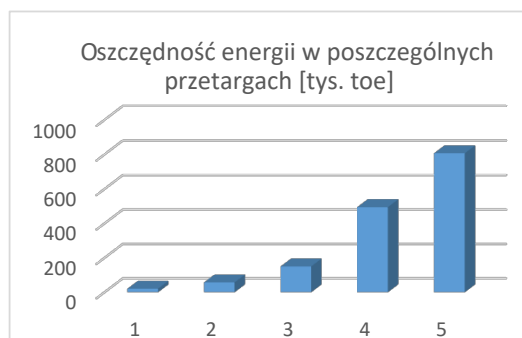
W przetargu wzięło udział 735 ofert, z których 1 została wycofana na wniosek podmiotu przystępującego do przetargu. Łącznie we wszystkich trzech kategoriach deklarowana wielkość oszczędności energii pierwotnej to prawie 150 tys. toe, co w liczbach bezwzględnych wynosi prawie trzy razy więcej niż w ubiegłorocznym przetargu. [9]

3.4 Czwarty przetarg

Czwarty przetarg został rozstrzygnięty 5 lipca 2016r. Złożono 1120 ofert. Komisja odrzuciła 137 ofert i wybrała 983 oferty. Uczestnicy przetargu zadeklarowali w wybranych ofertach wolumen 495 023,296 toe, który w przybliżeniu odpowiada dwukrotności dotychczas wydanych świadectw efektywności energetycznej z trzech wcześniej rozstrzygniętych przetargów. [10]

3.5 Piąty przetarg

Piąty przetarg został rozstrzygnięty 20 lipca 2017r. Spośród 2425 ofert zgłoszonych do przetargu Komisja Przetargowa wybrała 2065 przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Uczestnicy przetargu zadeklarowali w wybranych ofertach rekordowy wolumen świadectw efektywności energetycznej – 806 743,129 toe. Złożono 2425 ofert. Komisja odrzuciła 327 ofert, natomiast wybrała 2065 ofert. [11]



Rysunek 1. Wykres oszczędności energii w poszczególnych przetargach

4. Obrót certyfikatami

Prawa majątkowe, które wynikają ze świadectw pochodzenia produkcji energii stanowią kategorię produktów energetycznych w ofercie Towarowej Giełdy Energetycznej (TGE). Rynek Praw Majątkowych dla OZE funkcjonuje od 28 grudnia 2005r., natomiast dla kogeneracji od 18 grudnia 2007r. Pozwala on wytwórcom korzystnie sprzedać swoje prawa majątkowe, a spółkom

energetycznym wywiązać się z obowiązku zakupu. [12] Kupować i sprzedawać mogą członkowie giełdy dopuszczeni do działania na rynku praw majątkowych, będący jednocześnie członkami rejestru świadectw pochodzenia. Należą do nich wytwórcy energii, zakłady energetyczne oraz spółki obrotu. Udział w obrocie certyfikatami biorą również domy maklerskie posiadające uprawnienia do handlowania nimi. Prawa majątkowe są notowane w systemie kursu jednolitego i w systemie notowań ciągłych. Na rynku praw majątkowych nie obowiązują ograniczenia wahań kursów. Giełda zajmuje się również rejestrowaniem transakcji pozasesyjnych, czyli przeprowadzanych przez sprzedających i kupujących bez udziału giełdy. Rozliczeniem finansowym transakcji zawartych na certyfikatach zajmuje się Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA. [13]

5. Opłaty zastępcze

Opłaty zastępcze są to opłaty dokonywane w przypadku nieposiadania świadectw potwierdzających wyprodukowanie odpowiedniej ilości energii w dany sposób.

5.1 Opłaty za zielone certyfikaty

Od 2018 roku opłaty zastępcze za zielone certyfikaty zostały zniesione więc jedynym rozwiązaniem został zakup certyfikatów, których ceny wahały się od 40 do 130 zł/MWh. [14]

5.2 Opłaty za białe certyfikaty Za czwarty kwartał 2016r. opłatą zastępczą można było zrealizować do 30% obowiązku, za 2017r. do 20% obowiązku, za 2018r. do 10% obowiązku. Zakup certyfikatów na rynku jest zdecydowanie lepszym rozwiązaniem, ponieważ ich cena jest korzystniejsza w porównaniu z opłatą zastępczą, która za 2016r. wynosiła 1 000 zł/toe, za 2017r. – 1 500 zł/toe, a za 2018r. – 1 575 zł/toe). [15]

5.3 Opłaty za fioletowe certyfikaty

Wysokość opłaty w 2019 URE określił na 56,00 zł/MWh i jest to poziom identyczny do funkcjonującego w roku 2018 oraz 2017, ale niższy o 7 zł w stosunku do wartości tej opłaty za rok 2016. [16]

6. Podsumowanie

System certyfikatów energetycznych nie jest systemem idealnym, jest on z wielu stron krytykowany, jednak zaczyna spełniać swoją rolę i prowadzić do większego poszanowania energii przez polskie przedsiębiorstwa produkcyjne, jak i spółki wytwarzające oraz zajmujące się obrotem energii. Z każdym kolejnym przetargiem dotyczącym białych certyfikatów widać coraz większe zainteresowanie podmiotów w podjęciu działań na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej w obrębie ich przedsiębiorstw (Rys. 1). Prowadzi to do coraz bardziej znaczących w skali kraju oszczędności energii pierwotnej.

Bibliografia

- [1] <https://apimicon.eu/system-certyfikatow-energetycznych-swiadectwa-pochodzenia-energii/> [dostęp online: 23.08.2019]
- [2] <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/koniec-czerwonych-i-zoltych-certyfikatow-jakaprzyszlosc-czeka-elektrocieplownie-4489.html> [dostęp online: 23.08.2019]
- [3] http://gepsa.pl/322-2/#_ftn1 [dostęp online: 23.08.2019]
- [4] <https://www.bialecertyfikaty.com.pl/bialecertyfikaty/> [dostęp online: 23.08.2019]
- [5] <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/3714,Pierwszy-fioletowy-certyfikatwydany.html> [dostęp online: 23.08.2019]
- [6] M. Jędra, S. Bielecki, T. Skoczkowski, A. Węglarz, System białych certyfikatów w Polsce. Spojrzenie na fakty, INSTAL 3(404) 2019, s.12
- [7] Doświadczenia z pierwszego przetargu na białe certyfikaty Autor: Roman Kołodziej, „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Zakład Techniki Ciepłej („Energetyka Ciepła i Zawodowa” nr 2/2014)]
- [8] <https://www.gov.pl/web/energia/system-zobowiazujacy-do-efektywnosci-energetycznej-inaczej-zwanybialymi-certyfikatami> [dostęp online: 24.08.2019]
- [9] <https://www.ke-synergia.pl/blog/biale-certyfikaty-przyznane-po-raz-trzeci> [dostęp online: 24.08.2019]
- [10] <https://www.bialecertyfikaty.com.pl/news/czwarty-przetarg-na-wybor-przedswiecz-sluzacychpoprawie-efektywnosci-energetycznej-rozstrzygniety/> [dostęp online: 24.08.2019]
- [11] <https://www.bialecertyfikaty.com.pl/news/5-przetarg-biale-certyfikaty/> [dostęp online: 24.08.2019]
- [12] <https://tge.pl/prawa-majatkowe-rpm> [dostęp online: 25.08.2019]
- [13] T. Rok, Obecne i przewidywane systemy certyfikatów w elektroenergetyce (artykuł dyskusyjny), Energetyka, 06/07.2007
- [14] <https://www.gramwzielone.pl/trendy/34321/obowiazek-oze-mozna-realizowac-nadal-tylko-zielonymicertyfikatami> [dostęp online: 25.08.2019]
- [15] <https://wysokienapiecie.pl/20234-biale-certyfikaty-mialy-wspomagac-efektywnosc-energetyczna-narazie-wymagaja-pomocy/> [dostęp online: 25.08.2019]
- [16] <https://www.gramwzielone.pl/bioenergia/26839/oplaty-zastepcze-dla-kogeneracji-na-rok-2018> [dostęp online: 25.08.2019]

Nowoczesne domy pasywne

Autor: Tomasz Sadowski

Opiekun: dr inż. Karol Pietrak

Abstrakt: W poniższym artykule przedstawiono definicję domu pasywnego oraz wymagania dotyczące poboru mocy i zużycia energii jakie muszą zostać spełnione, aby otrzymać certyfikat. Przybliżono historię domów pasywnych, a także wykorzystywane w nich materiały i technologie, które mają służyć poprawie efektywności energetycznej. Pokazano jak istotną rolę odgrywa poprawnie wykonana instalacja wentylacji. Wymieniono i szczegółowo opisano sposoby przygotowania ciepłej wody użytkowej typowe dla domów pasywnych, oparte m. in. na pompach ciepła typu powietrze-woda, czy kolektorach słonecznych. Przeprowadzono również uproszczoną analizę finansową kosztów budowy, jak i późniejszej eksploatacji przykładowego domu pasywnego w Polsce, która wykazała, że okres zwrotu inwestycji wynosi 15-20 lat. Uwzględniając przewidywany spadek kosztów budowy w tej technologii, można przypuszczać, że domy pasywne staną się w naszym kraju coraz częstszym widokiem.

Słowa kluczowe:

domy pasywne, efektywność energetyczna

Oznaczenia:

A – pole powierzchni przegród zewnętrznych,

V – kubatura ogrzewana,

P – powierzchnia całkowita domu, k_g – koszt wytworzenia 1 kWh energii cieplnej

w gazowym kotle kondensacyjnym, k_e – koszt zakupu 1 kWh energii elektrycznej,

e_p – zapotrzebowanie na energię do ogrzania budynku pasywnego,

e_t – zapotrzebowanie na energię dla ogrzewania, wentylacji i c.w.u. dla domu tradycyjnego,

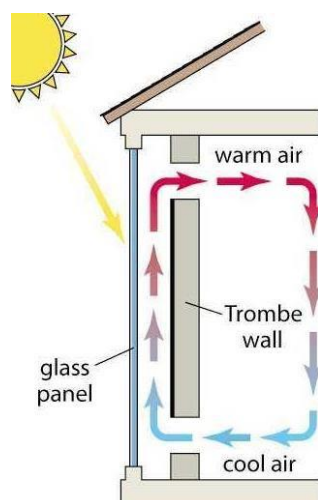
E – roczne zużycie energii, K

– roczne koszty energii.

1. Wstęp

Budynek pasywny to odłam znacznie szerszego pojęcia budynku energooszczędnego. Domy budowane w tej technologii stają się coraz bardziej popularne, również w Polsce. Zdecydowanie wpływ na to mają najnowsze światowe trendy, skupiające się na efektywności energetycznej oraz bardziej przyjaznym dla środowiska pozyskiwaniu, jak i korzystaniu z energii.

Jednak idea budownictwa pasywnego pojawiła się już w latach 60. dwudziestego wieku we Francji, kiedy to powstał pierwszy dom z elementami pasywnego systemu pozyskiwania energii słonecznej (z tzw. ścianą Trombe'a) [1]. W literaturze naukowej prace na temat tej technologii pojawiały się regularnie w latach 70. [2] [3] [4].



Rys. 1. Schemat idealnego działania ściany Trombe'a [5]

2. Pojęcie domu pasywnego

Idea domu pasywnego polega na maksymalnym wykorzystaniu zysków słonecznych i bytowych do ogrzewania budynku, przy zminimalizowanym zapotrzebowaniu obiektu na energię [6].

Tab. 1. Wymagania dla budynku pasywnego według Instytutu Domów Pasywnych w Darmstadt [6]

Zapotrzebowanie na energię do ogrzania budynku	$\leq 15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$
Maksymalne zapotrzebowanie na moc cieplną do ogrzewania budynku	$\leq 10 \text{ W}/\text{m}^2$
Współczynnik przenikania ciepła przez przegrody zewnętrzne	$\leq 0,15 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
Współczynnik przenikania ciepła przez okna przy minimalnym współczynniku przepuszczalności energii słonecznej	$\leq 0,8 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}) \geq 50\text{--}60\%$
Maksymalne nieszczelności budynku (szczelność na poziomie n50)	$\leq 0,6 \text{ l}/\text{h}$
Sprawność rekuperatora przy poborze energii elektrycznej	$\geq 75\%$ $\leq 0,45 \text{ Wh}/\text{m}^3$ dostarczonej objętości powietrza wentylacyjnego
Zużycie energii pierwotnej do zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych domu	$\leq 120 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$
Brak mostków termicznych	$\leq 0,01 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$

Wymagania w stosunku do parametrów technicznych, jakie powinien spełniać dom pasywny zdefiniowane zostały w latach 90. dwudziestego wieku w Niemczech. Utworzono Instytut Domów Pasywnych (IDP) w Darmstadt, a także zbudowano pierwsze pilotażowe budynki. IDP zajęły się promowaniem budownictwa pasywnego i nadawaniem certyfikatów. Polskim odpowiednikiem domu pasywnego jest standard NF15 powstały w ramach, zakończonego już przez NFOŚiGW, programu

dofinansowania energooszczędnych budynków mieszkalnych. Pierwszy certyfikowany dom pasywny w Polsce powstał w 2007 r. w Smolcu koło Wrocławia [6].

131. Materiały i technologie

Domy pasywne wznosi się przy użyciu znanych i sprawdzonych technologii (drewnianych, murowanych), jednak najważniejsze w projekcie domu pasywnego jest odpowiednie usytuowanie. Optymalny projekt powinien być wybudowany na działce niezacienionej, od strony północnej osłoniętej drzewami bądź wzniesieniem i powinien posiadać jak najmniejszą powierzchnię ścian, podłogi na gruncie oraz dachu w stosunku do powierzchni użytkowej, a także takie usytuowanie względem stron świata, aby pomieszczenia wykorzystywane w czasie dnia znajdowały się od strony południowej. Pozwala to na zapewnienie naturalnego oświetlenia w tych pomieszczeniach poprzez zainstalowanie okien o dużej powierzchni, jednocześnie zapewniając większe zyski ciepłe pochodzące z nasłonecznienia, aniżeli straty wynikające z większej przenikalności ciepłej szyb względem ścian. Okna te powinny być zamontowane w warstwie izolacji cieplnej metodą ciepłego trójwarstwowego montażu [6]. Po stronie północnej natomiast, projektowane powinny być takie pomieszczenia jak garderoby czy garaż, które nie są przeznaczone na stały pobyt ludzi, a więc może w nich być utrzymywana nieco niższa temperatura. Bryła takiego domu powinna pozostać zwarta – zalecana jest wartość wskaźnika A/V poniżej 0,7 [7].

Domy pasywne muszą charakteryzować się bardzo dobrą izolacją i szczelnością, nie mogą również posiadać mostków termicznych. Dachy domów pasywnych powinny być projektowane jako jednospadowe, obniżające się w kierunku północnym, bez lukarn, gdyż na załamaniach oraz łączeniach dachów występują najwyższe straty ciepła. Z tego samego powodu w projektach należy zrezygnować również z balkonów. Dzięki temu niewielkie ilości ciepła dostarczane np. przez nagrzewnicę powietrza współpracującą z systemem wentylacyjnym i uzupełniane przez zyski bytowe i słoneczne w pomieszczeniach nie uciekają na zewnątrz i są wystarczające do ogrzania mieszkańców [6].

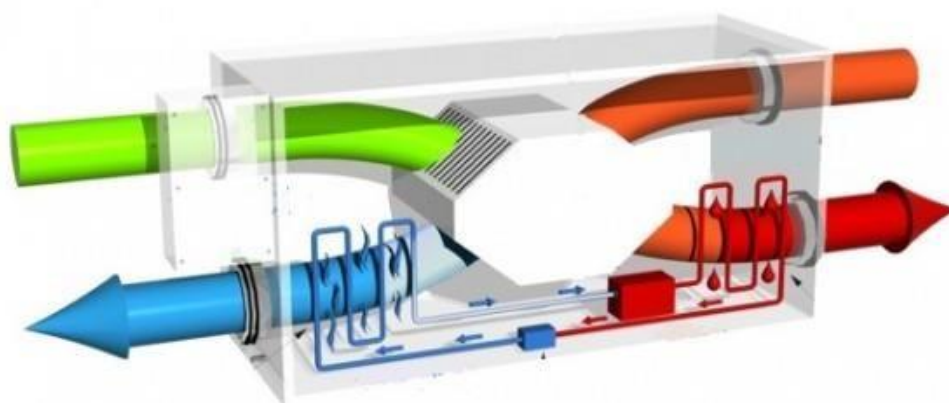


Rys. 2. Przykładowy projekt domu pasywnego [8]

Instalacje wentylacji w domach pasywnych

Niezbędnym elementem każdego domu pasywnego jest wentylacja mechaniczna nawiewno-wywiewna zaopatrzona w instalację odzysku ciepła, a więc rekuperator o sprawności co najmniej 75%. W centralnym miejscu rekuperatora znajduje się wymiennik ciepła. Wśród dostępnych wymienników możemy wyróżnić:

- wymiennik krzyżowy – sprawność ok. 70%, ale nieskomplikowana budowa i łatwe czyszczenie;
- wymiennik przeciwprądowy – sprawność nawet powyżej 90%, ale zwiększony opór przepływu, możliwość oszronienia oraz problemy w czyszczeniu;
- wymiennik obrotowy – sprawność do 90%, całkowicie odporny na oszronienie, ale istnieje ryzyko wystąpienia awarii silnika odpowiedzialnego za ruch obrotowy [9].



Rys. 3. Schemat działania rekuperatora z wymiennikiem krzyżowym [9]

W domu pasywnym podstawowym założeniem jest ograniczenie zapotrzebowania na ciepło do jego ogrzewania do tego stopnia, by wystarczyło odpowiednie podgrzanie powietrza wentylacyjnego. W najprostszym wariantcie stosuje się do tego wodną lub elektryczną nagrzewnicę powietrza umieszczoną w głównym kanale nawiewnym. Nagrzewnica wodna może być zasilana przez pompę ciepła. Niewielka moc cieplna około 10 W/m^2 sprawia, że opłacalne jest korzystanie z energii elektrycznej, najlepiej wyprodukowanej na miejscu – przy pomocy paneli fotowoltaicznych, bądź turbin wiatrowych [6].

Istotny wpływ na wydajne działanie systemu wentylacji ma również szczelność budynku. Jakikolwiek nieszczelności przegród są ogromnie szkodliwe – jeżeli będzie nimi przenikać powietrze, to zepsują równowagę strumieni powietrza usuwanego i nawiewanego. To natomiast sprawi, że duża część wywiewanego powietrza w ogóle nie będzie przechodzić przez centralę, a więc jej montaż będzie pozbawiony sensu ze względu na nieefektywne działanie [10].

Instalacje przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) w domach pasywnych

Domy pasywne nie wymagają dużej ilości ciepła na ogrzewanie, zatem energia konieczna do przygotowania c.w.u. jest znacznie bardziej odczuwalna w ogólnym bilansie. Optymalne rozwiązanie w tej kwestii zależne jest bezpośrednio od potrzeb domowników.

Przy niskim zużyciu wody najlepszym rozwiązaniem będzie prawdopodobnie podgrzewanie wody grzałką elektryczną. Jest to teoretycznie najdroższy sposób, ale nie wtedy, gdy dobowe zużycie na mieszkańca oscyluje w granicach 30 l. Jest to zdecydowanie najprostszy oraz najbardziej trwały typ instalacji przygotowania c.w.u. Co więcej, można próbować rozliczać się za użytą energię elektryczną według tańszej nocnej taryfy, pod warunkiem, że dla 4 osób zainstalowany zostanie zbiornik o pojemności 200-300 l [10]. Sposób ten może okazać się opłacalny również wtedy, gdy zużycie wody jest wyższe, jednak dom dysponuje instalacją fotowoltaiczną lub innym własnym źródłem energii elektrycznej.

Przy średnim lub wysokim zużyciu zaleca się wykorzystanie małej pompy ciepła przeznaczonej specjalnie do przygotowania c.w.u., np. typu powietrze-woda (koszt ok. 13000 zł z zasobnikiem 260 l) [11], która jest wprawdzie droższa w eksploatacji, ale za to znacznie tańsza w montażu niż tradycyjna pompa grunt-woda, która wymaga dodatkowo budowy dolnego źródła (koszt rzędu kilkunastu tysięcy złotych) [10].



Rys. 4. Przykładowa mała pompa ciepła powietrze-woda do przygotowania c.w.u. [10]

Dla domów o wysokim zużyciu wody (np. wielorodzinnych lub z basenem) zaleca się korzystanie z kolektorów słonecznych, jednak musimy wtedy dysponować odpowiednio dużą powierzchnią dachu wystawioną na słońce. System z kolektorami jest również trudniejszy w instalacji, niż system opierający się na pompie ciepła, natomiast koszty jego eksploatacji są bezkonkurencyjnie niskie [10]. Dla 4 osób zwykle wystarczające są 2-3 kolektory płaskie o powierzchni ok. 4 m² lub kolektor próżniowy 30-rurowy, które wraz z zasobnikiem oraz montażem kosztują ok. 10000 zł [12].

Analiza finansowa budowy i eksploatacji

Budowa tradycyjnego domu piętrowego bez piwnicy o powierzchni całkowitej wynoszącej 140 m² i użytkowej 125 m² do stanu deweloperskiego (tj. z wykonanym ociepleniem i elewacją, instalacjami wewnętrznymi, wyposażoną kotłownią oraz posadzkami, tynkami i sufitami), wliczając podatek VAT w wysokości 8%, to w 2019 r. koszt ok. 325000 zł. Doliczając koszt projektu indywidualnego oraz korygując koszty wykończenia o zakup materiałów ponadprzeciętnej jakości (m. in. wełny mineralnej, tynku, płytek podłogowych), możemy przyjąć całkowity koszt na poziomie 360000 zł [13].

Dla porównania, jeśli zdecydowalibyśmy się na budowę domu pasywnego, musieliśmy liczyć się z dodatkowym wydatkiem rzędu 15000 zł na wykonanie instalacji wentylacji nawiewno-wywiewnej z odzyskiem ciepła oraz kolejnych 12000 zł na uszczelnienie domu do standardu n50 [14]. Co więcej, musieliśmy zdecydować się na ograniczenie mostków cieplnych, dodatkowe ocieplenie przegród zewnętrznych, a także zakup okien o wysokiej izolacyjności, co łącznie kosztowałoby ok. 14000 zł [6]. Kolejną konieczną inwestycją byłby montaż elektrycznej nagrzewnicy powietrza wentylacyjnego oraz zestawu kolektorów do przygotowania c.w.u. (kolejno 5000 oraz 10000 zł) [12]. Ponieważ jednak pewne oszczędności względem domu tradycyjnego, w związku z rezygnacją z klasycznej instalacji grzewczej (opartej na gazowym kotle kondensacyjnym – koszt ok. 10000 zł) oraz brakiem konieczności budowy kominów wentylacyjnych typowych dla wentylacji grawitacyjnej (średnio 4000 zł) [6]. Daje nam to całkowity koszt budowy domu pasywnego na poziomie 400000 zł, a więc o 11% więcej niż w przypadku domu tradycyjnego.

Przejdźmy jednak do kosztów eksploatacji. Przyjmijmy $k_e = 0,55$ zł/kWh oraz $k_g = 0,25$ zł/kWh, a także $e_p = 12$ kWh/(m²·rok) przy $e_t = 95$ kWh/(m²·rok) – dla domu tradycyjnego budowanego zgodnie z aktualnie obowiązującym standardem WT2017. Koszty eksploatacji kolektorów pomijamy.

Dla powyższych założeń, roczne zużycie energii liczone ze wzoru:

$$E = E \cdot P \quad (1)$$

wyniosłoby odpowiednio 1680 kWh dla domu pasywnego oraz 13300 kWh dla domu tradycyjnego, co daje roczną oszczędność energii wynoszącą 11620 kWh, natomiast roczne koszty zakupu energii wyrażone wzorem:

$$K = E \cdot k \quad (2)$$

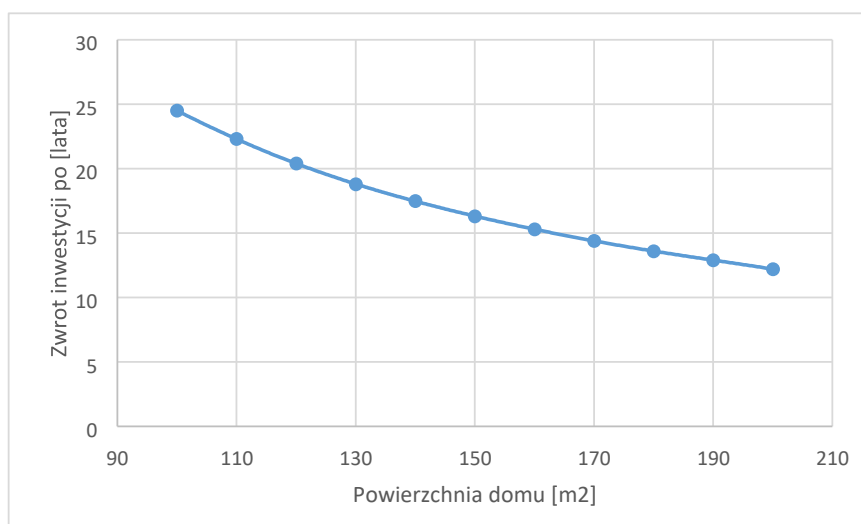
wyniosłoby 924 zł dla domu pasywnego oraz 3325 zł dla domu tradycyjnego. Daje to roczne oszczędności na poziomie 2400 zł, co oznacza, że inwestycja zwróciłaby się po niespełna 18 latach. Dodatkowo należałoby zwrócić uwagę na pokaźny zysk dla środowiska. Pamiętajmy jednak, że jest to

analiza statyczna, która nie uwzględnia takich czynników jak zmienność cen energii, czy zmienność wartości pieniądza w czasie, w związku z tym należy traktować ją jedynie jako orientacyjną.

Tab. 2. Zestawienie wyników obliczeń

	Dom pasywny	Dom tradycyjny	Oszczędność
Zużycie energii (E)	1680 kWh/rok	13300 kWh/rok	11620 kWh/rok
Koszty zakupu energii (K)	924 zł/rok	3325 zł/rok	2401 zł/rok

Rozpatrzmy również zależność pomiędzy powierzchnią budowanego domu a czasem zwrotu inwestycji. Zobaczymy wtedy, że opłaca się budować domy pasywne o większej powierzchni, jednak pamiętajmy że dla dużo większych budynków znacznie rosną również koszty dostosowania go do wymogów budynku pasywnego oraz zapotrzebowanie na energię do ogrzania jego wnętrza, zatem poniższa zależność w rzeczywistości mogłaby mieć nieco łagodniejsze nachylenie.



Rys. 5. Zależność czasu zwrotu inwestycji od powierzchni budowanego domu

7. Podsumowanie

Stosując prostą, statyczną metodę analizy opłacalności inwestycji pokazano, że budowa domu pasywnego w Polsce w tym momencie powinna zwrócić się już po ok. 20 latach. Można przewidzieć, że koszty budowy w tej technologii będą wciąż maleć, co będzie oznaczać jeszcze szybszy zwrot potencjalnej inwestycji. Co więcej, zważając na coraz wyższą świadomość ekologiczną wśród potencjalnych inwestorów, korzystne wyniki analizy opłacalności oraz szerokie możliwości dostosowania poszczególnych instalacji do indywidualnych potrzeb, można z dużą dozą prawdopodobieństwa przypuszczać, iż domy pasywne w Polsce w najbliższych latach znacznie zyskają

na popularności i staną się codziennym widokiem. Jeżeli tak – będzie to zdecydowanie korzystny trend w polskim budownictwie.

Bibliografia

- [1] P. Ohanessian, W.W.S. Charters, *Thermal simulation of a passive solar house using a TrombeMichel wall structure*, Solar Energy, Volume 20, Issue 3, 1978, p. 275-281
- [2] J.D. Balcomb, J.C. Hedstrom, R.D. McFarland, *Passive solar heating of buildings*, Workshop on solar energy applications, Aspen, Colorado, USA, 27 May 1977
- [3] J.D. Balcomb, J.C. Hedstrom, R.D. McFarland, *Simulation analysis of passive solar heated buildings – preliminary results*, Solar Energy, Volume 19, Issue 3, 1977, p. 277-282
- [4] J.D. Balcomb, R.D. McFarland, *Simple empirical method for estimating the performance of a passive solar heated building of the thermal storage wall type*, National passive solar conference, Philadelphia, PA, USA, 15 Mar 1978
- [5] <https://www.yourdictionary.com/trombe-wall> [dostęp online: 21.08.2019]
- [6] A. Woźniak, *Dom energooszczędny czy pasywny?*, <https://budujemydom.pl/budowlaneabc/domy-energooszczedne-i-pasywne/a/13786-dom-energooszczedny-czy-pasywny?fbclid=IwAR0e3S9Mu63HZecAjq9rmebQbFtr1Uep5sFOSpB-D4R8MLC0k6Ph7a1AXqw> [dostęp online: 13.08.2019]
- [7] E. Rosłaniec, *Im wcześniej tym lepiej – rozmowa z mgr inż. arch. Michałem Pierzchalskim*, Budownictwo energooszczędne od podszewki, KAPE SA, Warszawa, Marzec 2014 r., str. 15-16
- [8] <https://spectrum.ieee.org/green-tech/buildings/denmarks-netzeroenergy-home> [dostęp online: 19.08.2019]
- [9] <https://www.ecocomfort.pl/strefa-specjalisty/arttykul/co-to-jest-rekuperator/> [dostęp online: 13.08.2019]
- [10] J. Antkiewicz, *Dom energooszczędny - sposoby oszczędzania energii*, <https://budujemydom.pl/budowlane-abc/domy-energooszczedne-i-pasywne/a/11136energooszczednosc-domu-elementy-skladowe?fbclid=IwAR3twGzbhF53GrUFOOmyrCQ56Kg5VNY6lhLue-R3BcfkwGfr6ouqInpr6W0> [dostęp online: 14.08.2019]
- [11] <https://onninen.pl/pl-PL/powietrzna-pompa-ciepła-do-cwu-rickenbacher-ultrax-hpw-zasobnikze-stali-nierdzewnej-o-pojemnosci-260l-101010-rickenbacher,HBA920> [dostęp online: 14.08.2019]
- [12] <http://www.instalaciebudowlane.pl/6770-23-55-jaki-jest-koszt-kolektorow-slonecznych.html> [dostęp online: 14.08.2019]

- [13] <https://kb.pl/porady/koszt-budowy-domu-dokladne-wyliczenia/> [dostęp online: 19.08.2019]
- [14] <http://www.wentylacja.org.pl/pages-41.html> [dostęp online: 19.08.2019]