



**Innowacje
w odnawialnych
źródłach energii**

PATRONATY HONOROWE



INNOWACJE W ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII

Praca zbiorowa pod redakcją
Przemysława Jury
Mariana Banasia

Katowice, czerwiec 2023 r.

Recenzenci

dr hab. inż. Tadeusz Pająk, prof. AGH

dr inż. Tomasz Fiszer

Redakcja naukowa

Przemysław Jura, Marian Banaś

Autorzy

Jakub Szymiczek, Adam Gajewski, Artur Kozłowski, Michał Chrobak,

Paweł Modzelewski, Michał Mitas, Olena Dymchenko, Valentyna Smachylo, Olha Rudachenko, Yana Hailo, Michał Bembenek, Artur Kozłowski, Jarosław Smyła, Tomasz Dzik, Piotr Wojtas, Przemysław Jura, Bartosz Gogol, Radosław Łapszyński

Redakcja i formatowanie tekstu

Bartosz Kielichowski

ISBN: 978-83-65734-06-8

Wydawca

Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska

Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki AGH

Al. Mickiewicza 30, 30-0595 Kraków

Spis treści

Przedmowa.....	4
Wysokotemperaturowe pompy ciepła - możliwe zastosowania i dostępne czynniki robocze	6
Dekompozycja jako innowacyjny rodzaj recyklingu paneli fotowoltaicznych	29
Bezpieczeństwo układów OZE	41
Badania EMC oraz RED	51
Theoretical and methodological basics for the formation of strategies for the innovative development of enterprises of life support of cities	56
Wpływ cyfryzacji i inteligentnych sieci na magazynowanie i dystrybucję energii odnawialnej	71
Perspektywiczne możliwości stosowania technologii aglomeracji ciśnieniowej w kontekście wytwarzania paliw alternatywnych niskoemisyjnych.....	87
Energetyczne wykorzystanie potencjału bioodpadów w procesie fermentacji metanowej.....	100
Narodowa agencja bezpieczeństwa energetycznego – między bezpieczeństwem energetycznym, transformacją energetyczną i integracją aktywów	106
Rozwój technologii efektywnego magazynowania energii w zbiornikach sprężonego powietrza	128

Przedmowa

Przedmowa do monografii naukowej "Innowacje w Odnawialnych Źródłach Energii" stanowi próg, przez który przechodząc, wkraczamy w przestrzeń intensywnej debaty i wymiany wiedzy na temat przyszłości energetyki. Dzięki wspólnym wysiłkom autorów z różnych ośrodków naukowych, zarówno krajowych, jak i międzynarodowych - udało się zbudować w niniejszej monografii wielowymiarowy obraz sektora OZE, uwzględniający zarówno aspekty technologiczne, ekonomiczne, jak i społeczne.

Pod redakcją Przemysława Jury i Mariana Banasia niniejsza publikacja skupia się na kluczowych wyzwaniach stojących przed branżą OZE i przedstawia przekrój przez najnowsze badania oraz rozwijane technologie, które mają potencjał zmienić oblicze odnawialnych źródeł energii. Od wysokotemperaturowych pomp ciepła, przez innowacje w recyklingu paneli fotowoltaicznych, bezpieczeństwo układów OZE, aż po teoretyczne i metodologiczne podstawy tworzenia strategii dla innowacyjnego rozwoju przedsiębiorstw - każdy rozdział wnosi istotny wkład w dyskusję o przyszłości zrównoważonej energetyki.

Jest to szczególnie ważne w kontekście globalnych zmian klimatycznych oraz potrzeby zwiększenia efektywności energetycznej i redukcji emisji gazów cieplarnianych. Monografia, poprzez swoje interdyscyplinarne podejście, stara się odpowiedzieć na pytanie, jak technologie OZE mogą przyczynić się do osiągnięcia tych celów, podkreślając jednocześnie znaczenie innowacji technologicznych oraz adaptacji społecznej i gospodarczej.

Dzięki pracy recenzentów oraz redakcji naukowej, publikacja ta stanowi ważne źródło wiedzy dla wszystkich zainteresowanych przyszłością energetyki odnawialnej. Oferuje unikalny wgląd w najnowsze badania i rozwój technologii OZE, stanowiąc zarówno podstawę do dalszych badań naukowych, jak i inspirację dla praktyków szukających innowacyjnych rozwiązań w branży energetycznej.

Mamy nadzieję, że monografia naukowa "Innowacje w Odnawialnych Źródłach Energii" będzie służyć jako kompendium wiedzy, które nie tylko zainspiruje do dalszego rozwoju technologii OZE, ale także przyczyni się do głębszego zrozumienia ich roli w tworzeniu zrównoważonej przyszłości energetycznej naszej planety. Zapraszamy do lektury i dołączenia do debaty o przyszłości, którą razem możemy kształtować.

Przemysław Jura
Marian Banaś

Wysokotemperaturowe pompy ciepła - możliwe zastosowania i dostępne czyn- niki robocze

mgr inż. Jakub Szymiczek

Słowa kluczowe: wysokotemperaturowe pompy ciepła, czynniki chłodnicze, odnawialne źródła energii, Epsilon, efektywność COP

Streszczenie: Artykuł przedstawia możliwości zastosowania i zaprojektowania obiegu wysokotemperaturowych pomp ciepła. W pierwszej części artykułu przedstawiono potencjalne możliwości zastosowań dla urządzeń tego typu. Wskazano zastosowanie w sieciach ciepłowniczych i potencjalnych procesach przemysłowych. Wykonano analizę literatury pod kątem czynników roboczych pozwalających na uzyskanie w skraplaczu do 150°C. Wytypowano czynniki R1233zd(E), R1336mzz(Z), R1234ze(Z) oraz R245fa jako perspektywiczne. Przeprowadzono symulacje w środowisku Epsilon pozwalającą na określenie parametrów pracy pompy ciepła dla temperatur dolnego źródła w zakresie 0 - 30°C oraz górnego źródła w zakresie 110 - 150°C. Uzyskane parametry przedstawiono w formie tabelarycznej. W wyniku analizy uzyskanego COP i parametrów obiegu uzyskano najlepsze parametry dla R1233zd(E) oraz R1336mzz(Z).

1. WSTĘP

W ciągu ostatnich dwustu lat zużywana przez całą ludzkość energia pierwotna zwiększyła się 25-krotnie. Zwiększenie komfortu życia ludności, jak i rozwój przemysłu, są głównymi czynnikami tego wzrostu. Produkcja energii, w tym ciepła, historycznie opiera się na procesach spalania. Są one nierozłącznie związane z emisjami spalin i zanieczyszczeń do atmosfery, co wpływa na rosnące zanieczyszczenie środowiska, jest również głównym napędem dla następujących zmian klimatu. Rozwój technologiczny pozwala na zmiany wykorzystywanych paliw i ograniczenie wytwarzanych przez nie zanieczyszczeń. Jednak,

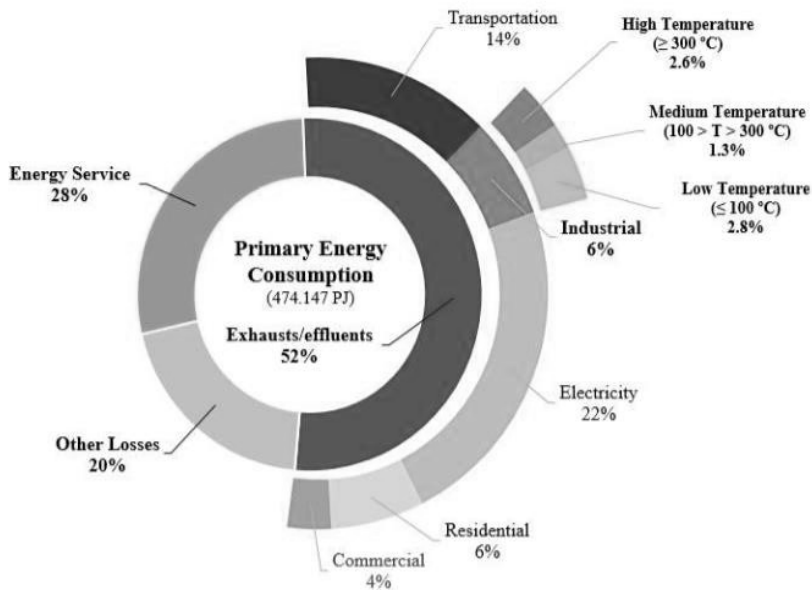
dopiero rozwój poczyniony w ciągu ostatniego wieku pozwala na wykorzystanie innych metod w produkcji energii. Głównym przykładem są odnawialne źródła energii, pozwalające na produkcję energii z źródeł słonecznych, wiatrowych czy nawet geotermalnych. Jednym ze sposobów na wykorzystanie OZE w produkcji ciepła są pompy ciepła pozwalające na transport ciepła z źródła o niższej temperaturze do odbiornika o wyższej temperaturze. Pozwala to na wykorzystanie temperatury otoczenia dla produkcji ciepła lub zasobów o zbyt niskiej temperaturze dla danego zastosowania. Pozwala to podwyższyć parametr produkowanego ciepła i zapewnić wymagane warunki.

Urządzenia te znajdują zastosowanie już od początku XX wieku. Technologia ta jest stale rozwijana, znajdując bardzo szerokie zastosowanie i rozwój w ogrzewnictwie domów jednorodzinnych. Ciągły postęp w rozwoju sprężarek, będących źródłem pracy w urządzeniu i czynników chłodniczych mających kluczowy wpływ na parametry i efektywność urządzenia pozwalają na osiąganie coraz wyższych efektywności energetycznych (COP) urządzeń. Oznacza to produkcję ciepła przy mniejszym wydatku energii elektrycznej potrzebnej do zasilania urządzenia. Oprócz oczywistego podwyższenia sprawności systemu, pozwala to również na rozszerzenie zastosowania urządzeń na procesy przemysłowe i istniejące systemy ciepłownicze.

2. ZAPOTRZEBOWANIE NA CIEPŁO

Ze względu na podstawową charakterystykę urządzenia, pompy ciepła znajdują największe zastosowanie w produkcji ciepła przy małej różnicy temperatur pomiędzy dolnym i górnym źródłem ciepła. Pozwala to na uzyskanie najwyższej efektywności energetycznej urządzenia, opisanej współczynnikiem COP (coefficient of performance) zdefiniowanym jako stosunek uzyskanego przez urządzenie ciepła odniesionego do poniesionego nakładu energii elektrycznej. Z tego powodu najszerze

zastosowanie pomp ciepła pojawia się w systemach centralnego ogrzewania budynków.



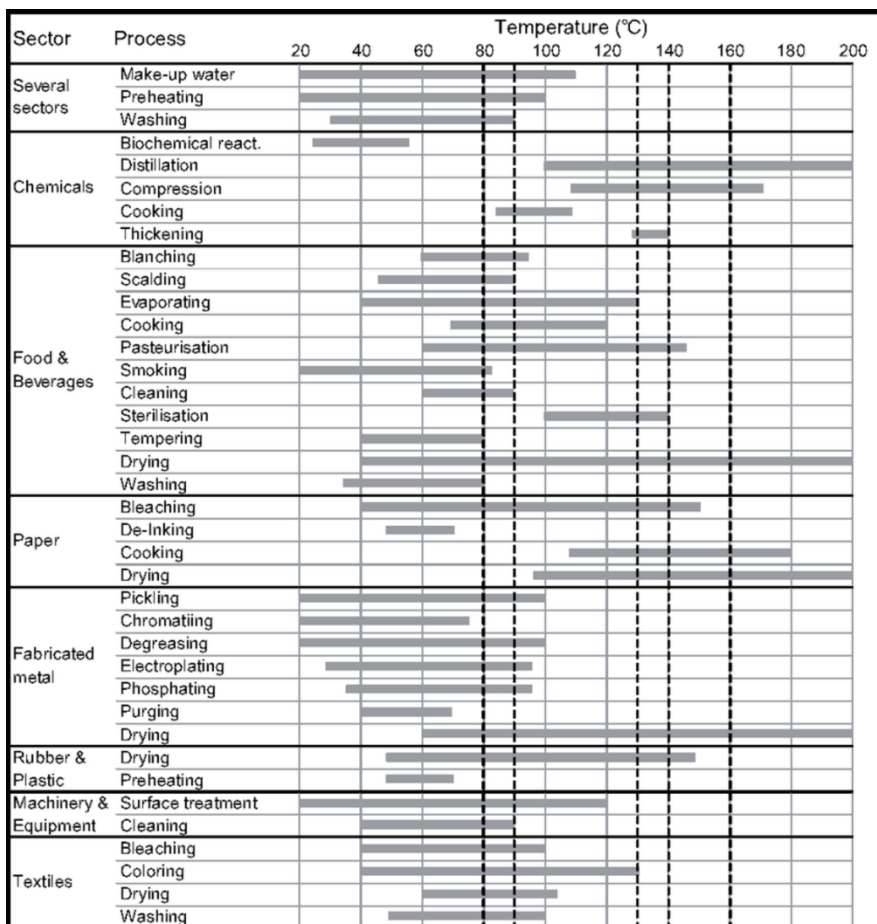
Rysunek 1 Zapotrzebowanie na energię pierwotną w ujęciu globalnym [1]

ciepłownicze są powszechne w miastach. Ich największy rozwój przypada na lata 60-te i 70-te XX wieku. Zaliczyć do nich można sieci ciepłownicze największych polskich miast, takich jak: Warszawa, Wrocław, Kraków itd. Oznacza to, że większość sieci pracuje według technologii drugiej generacji, gdzie w okresie najniższych temperatur zewnętrznych temperatury wody ciepłowniczej osiągają nawet 120°C. Inwestycje związane z unowocześnieniem sieci ciepłowniczych są bardzo wolno wprowadzane ze względu na ich wysoki koszt i wysoką uciążliwość społeczną – wymagają naruszenia struktury ulic pod którymi najczęściej znajdują się przewody ciepłownicze. Sieci ciepłownicze nowszych generacji pojawiają się nowo tworzonych projektach, a ich wdrażanie jest związane z współpracą z źródłami geotermalnymi. Przykładem jest powstała w 1997 roku geotermia podhalańska, wykorzystująca w sieci ciepło geotermalne [3]. Innym przykładem jest powstające aktualnie w ramach projektu NCBiR „Ciepłownia przyszłości” w Lidzbarku Warmińskim. Jest to przykład sieci czwartej generacji wykorzystującej współpracę magazynów ciepła i wielu źródeł wytwarzających ciepło.

Pompy ciepła znajdują najczęściej zastosowanie w sieciach nowszej generacji, przy pracy w niskich temperaturach, jednak zastosowanie rozwiązań i czynników wysokotemperaturowych pozwala na ich efektywne zastosowanie również w istniejących sieciach przy wytwarzaniu wysokich temperatur (Rysunek 2).

Wysokotemperaturowe pompy ciepła, mogą być również wykorzystane w zasilaniu procesów przemysłowych. Temperatury wykorzystywane w przemyśle mogą być zróżnicowane. W takich procesach jak wytwarzanie stali i metali wymagane temperatury znacznie przekraczają możliwości wykorzystania pomp ciepła i możliwości znalezienia źródeł ciepła o zbliżonej temperaturze. Natomiast inne branże przemysłu, takie jak gastronomia, przemysł papierniczy lub tekstylny – wymagają podczas

produkcji szeregu procesów wykorzystujących temperatury w zakresie 80 do 160 °C (Rysunek 3). W procesach tych możliwe jest wykorzystanie ciepłą pochodzącego z pomp ciepła. Dodatkowym atutem stosowania pomp ciepła w tych rozwiązaniach jest częste połączenie procesów w ciąg technologiczny. W takich wypadkach procesy wysokotemperaturowe mogą wytwarzać ciepło odpadowe, które z kolei może być wykorzystane w pompie ciepła jako dolne źródło. Pozwala to na zwiększenie całkowitej efektywności procesu i oszczędność wytwarzanej energii. Przykłady procesów przemysłowych wykorzystujących ciepło odpadowe są prezentowane i omawiane przez EHPA [4,5].

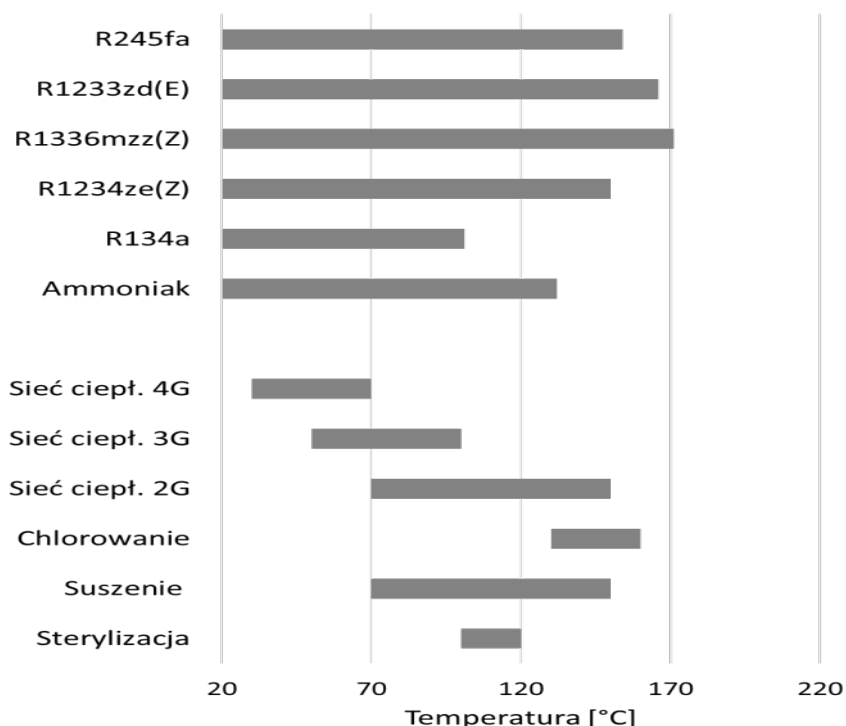


Rysunek 3 Przykłady procesów przemysłowych możliwych do zasilania przez wysokotemperaturowe pompy ciepła [6].

Przykładem zastosowania pomp ciepła w odzysku ciepła odpadowego jest instalacja wykorzystująca ciepło spalin jako dolne źródło dla systemu pomp ciepła. W Szwedzkim Malmo zakład termicznej przeróbki odpadów wykorzystuje pompy ciepła

i dolne źródło w postaci skraplacza spalin w procesie ich oczyszczania. Górne źródło tego systemu stanowi system ciepłowniczy miasta. Pompy ciepła wykonują podwójną pracę w tym systemie. Efektem ich działania jest zarówno schłodzenie spalin w procesie oczyszczania, jak i produkcja ciepła do systemu ciepłowniczego.

Innym przykładem wysokotemperaturowego systemu są projekty demonstracyjne realizowane przez firmę Dryficency.



Rysunek 4 Zakresy temperatur pracy wybranych czynników chłodniczych porównane z wymaganą temperaturą w procesach przemysłowych.

Źródło: Opracowanie własne

Są to dwie instalacje zasilające fabrykę materiałów budowlanych Wienerberger [7] oraz produkcję mączki w Agrana [8]. W obu tych zakładach jednym z wykorzystywanych procesów jest suszenie produktów w temperaturze 160°C. W obu przypadkach został zastosowany system sprężarkowych pomp ciepła o mocy 400 kW pozwalający na wytworzenie wymaganych temperatur. Projekt charakteryzuje się wykorzystaniem czynnika chłodniczego R1336mzz(Z), który jest jednym z najczęściej pojawiających się w literaturze czynników do potencjalnych wysokotemperaturowych zastosowań. Oba projekty są obecnie w okresie pracy próbnej, a ich działanie będzie stanowić znaczący wkład w dalszy rozwój wykorzystania wysokotemperaturowych pomp ciepła

3. Czynniki termodynamiczne

Rozwój wysokotemperaturowych zastosowań pomp ciepła jest w głównej mierze ograniczony przez możliwości czynników termodynamicznych. Większość związków wykorzystywanych obecnie w tej roli nie pozwala na osiągnięcie tak wysokich temperatur. Stosowane konwencjonalnie czynniki chłodnicze charakteryzują się temperaturą krytyczną, znajdującą się poniżej zakresu wysokotemperaturowego. Wyklucza to wykorzystanie ich

w obiegu pompy ciepła, ze względu na brak możliwości zapewnienia przemiany fazowej w skraplaczu w żądanym zakresie temperatur. Konieczne w tym celu jest zastosowanie czynników pozwalających na osiągnięcie wymaganego poziomu temperatur. Należy jednak zauważyć, że ze względu na konieczność zapewnienia przepływu ciepła w skraplaczu, często konieczne jest

Nazwa	R – numer	Publikacje	Ilość badań	GWP 100	Temperatura krytyczna
Woda H ₂ O	R718	[9–12]	4	0	374
n-butan	R600	[9,13–17]	6	5	152
n-pentan	R601	[9,15,17,18]	4	11	197
Opteon XL10. Solstice YF	R1234ze(Z)	[9,16,17,19]	4	10	150
Opteon MZ	R1336mzz(Z)	[9,10,17,18,20–23]	8	2	171
Genetron 245fa	R245fa	[9,10,17,19–21,24,25]	8	1030	154
Solstice zd	R1233zd(E)	[10,16–18,20–22,24–26]	10	1	166
-	R1224yz(Z)	[17,20,21,25]	4	1	156
-	R365mfc	[10,17]	2	890	187
Propan	R290	[14,15]	2	4	97
tetrafluroetan	R134a	[19,23]	2	1430	101
Solstice HFO	R1234ze(E)	[23]	1	6	109

Tabela 1 Analiza literatury dotyczącej czynnik chłodniczych w wysokotemperaturowych pompach ciepła temperaturowych
Źródło: Opracowanie własne

przegrzanie czynnika, w związku z czym jego temperatura krytyczna musi być znacznie wyższa niż temperatura górnego źródła.

Rysunek 4. przedstawia możliwe zakresy pracy wybranych czynników chłodniczych, zestawione z zakresem temperatur wybranych procesów przemysłowych. Zakresy pracy czynników chłodniczych zostały ograniczone przez ich temperaturę krytyczną. Przedstawiony na rysunku czynnik R134a, stanowi

jeden z najczęściej stosowanych aktualnie czynników w układach pomp ciepła, lecz nie pozwala on na osiągnięcie temperatur przekraczających 100°C. Pozostałe z czynników przedstawionych na wykresie zostały wybrane do badania na bazie analizy czynników badanych w literaturze.

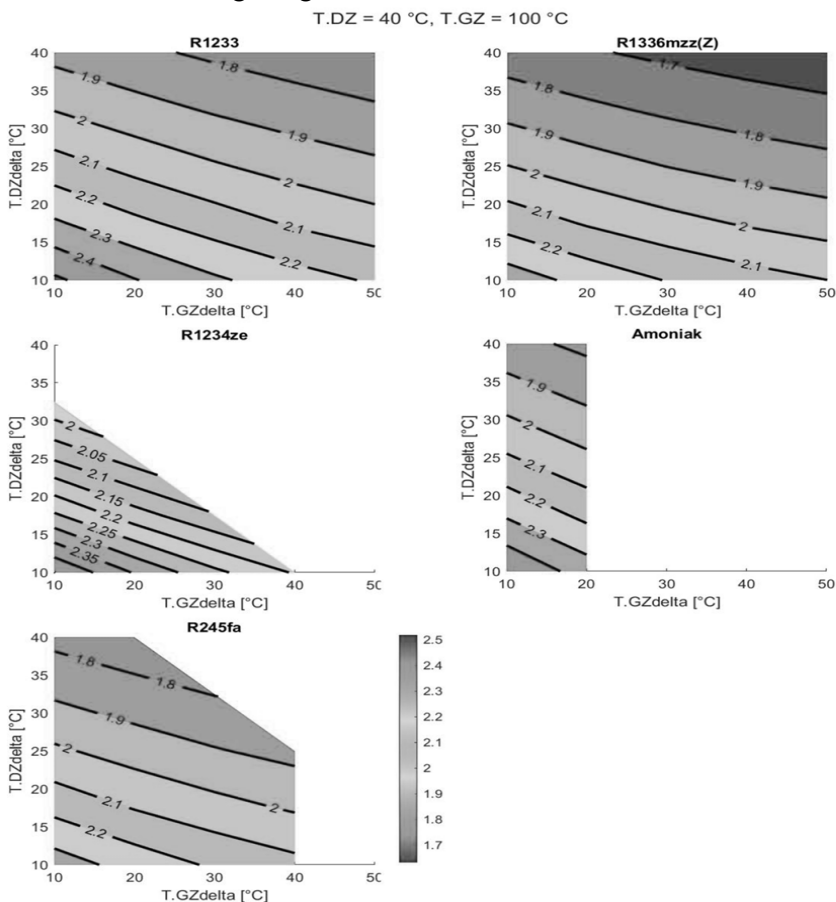
Wyniki analizy literatury zostały zebrane i przedstawione w tabeli 1. Poddane analizie prace zostały opublikowane w okresie ostatnich 5 lat.

W tematyce wysokotemperaturowych pomp ciepła najczęściej badanymi czynnikami są R1233zd(E), R245fa oraz R1335mzz(Z). Każdy z tych czynników charakteryzuje się temperaturą krytyczną przekraczającą 150°C. Dwa z nich należą do grupy hydrofluoroolefin (HFO), są to czynniki o niskim współczynniku potencjału gazów cieplarnianych (GWP). Opisuje on równowartość emisji gazów w dwutlenku węgla dla jednostki masy. Aktualnie stanowią one największy potencjał dla wysokotemperaturowych pomp ciepła. Czynnik R245fa jest czynnikiem starszej generacji, który tak jak R134a, charakteryzuje się wysokim GWP. W perspektywie kilku lat, stosowanie tych czynników ma być zabronione przez legislację Unii Europejskiej. Cynniki wyróżnione w tabeli 1. kolorem szarym zostały wybrane do dalszej analizy. Wybór stanowiły czynniki o najwyższej osiąganey temperaturze krytycznej oraz dla celów porównania wyniki czynniki R134a, oraz R1234ze(Z), które są szeroko stosowane w przemyśle.

Pozostałym, przedstawione w tabeli 1. Cynniki, stanowią przykładowo czynniki naturalne, takie jak propan lub woda. W przypadku propanu ograniczeniem jest niska temperatura krytyczna. Natomiast w przypadku wody osiąganey przez nią parametry obiegu uniemożliwiają stworzenie obiegu w standardowych warunkach i wymagają daleko idących modyfikacji obiegu, co uniemożliwiłoby porównanie wyników z innymi czynnikami.

użyciu dolnego źródła w formie niskotemperaturowych zasobów geotermalnych [28,29], lub ciepła odpadowego [30].

Zmiany temperatury w źródłach ciepła zostały ustalone na pięciu poziomach w zakresie 10 – 40 °C dla dolnego źródła, oraz 10-50 °C dla górnego źródła.



Rysunek 6 Wykresy przedstawiające współczynnik COP dla symulowanych czynników i parametrów

Źródło: Opracowanie własne

Dla przeprowadzenia symulacji konieczne było wprowadzenie założeń dotyczących podzespołów obiegu pompy ciepła. Podstawowym elementem jest sprężarka, która stanowi napęd i źródło pracy w pompie ciepła. Najważniejszym parametrem sprężarki jest jej sprawność izentropowa. W przypadku modelu została ona założona na poziomie 0,75.

5. Wyniki symulacji

Po przeprowadzeniu symulacji uzyskano wyniki dotyczące współczynnika COP i parametrów obiegu dla każdego z czynników (Rysunek 6, Tabela 2-3)

Przedstawienie danych w formie wykresów mapy kolorów (Rysunek 6) pozwala na pokazanie zależności COP od parametrów zmiany temperatury źródeł ciepła. Umieszczenie sąsiadując kolejnych zależności dla czynników pozwala na porównanie ich wartości między sobą.

Temperatura schłodzenia dolnego źródła		Temperatura podgrzania górnego źródła		COP dla wybranych czynników [-]						
[°C]	[°C]	Amoniak	R245fa	R1233ze	R1234ze(Z)	R1336mzz(Z)				
30	110	2,528	2,353	2,472	2,451	2,310				
22,5	110	2,311	2,170	2,275	2,258	2,125				
15	110	2,130	2,017	2,109	2,096	1,971				
7,5	110	1,978	1,886	1,967	1,957	1,839				
0	110	1,848	1,772	1,842	1,821	1,721				
30	120	2,379	2,259	2,363	2,346	2,223				
22,5	120	2,193	2,095	2,188	2,174	2,055				
15	120	2,036	1,956	2,039	2,027	1,915				
7,5	120		1,837	1,910		1,794				
0	120	1,786	1,732	1,796	1,840	1,685				
30	130		2,186	2,277	2,262	2,155				
22,5	130		2,036	2,118	2,106	2,000				
15	130		1,908	1,982	2,079	1,870				
7,5	130		1,797	1,863	1,938	1,757				
0	130			1,757	1,817	1,655				
30	140		2,129	2,207	2,195	2,103				
22,5	140		1,988	2,061		1,957				
15	140		1,868	1,934		1,834				
7,5	140		1,764	1,823	1,913	1,727				
0	140			1,725	1,841	1,630				
30	150			2,152		1,923				
22,5	150			2,014		1,805				
15	150			1,894		1,702				
7,5	150			1,790		1,610				
0	150			1,697						

Temperatura schłodzenia dolnego źródła		Temperatura podgrzania górnego źródła		COP dla wybranych czynników [-]						
[°C]	[°C]	Amoniak	R245fa	R1233ze	R1234ze(Z)	R1336mzz(Z)				
30	110	100%	93%	98%	97%	91%				
22,5	110	100%	94%	98%	98%	92%				
15	110	100%	95%	99%	98%	93%				
7,5	110	100%	95%	99%	99%	93%				
0	110	100%	96%	100%	99%	93%				
30	120	100%	95%	99%	99%	93%				
22,5	120	100%	96%	100%	99%	94%				
15	120	100%	96%	100%	99%	94%				
7,5	120		96%	100%		94%				
0	120	97%	94%	98%	100%	92%				
30	130		96%	100%	99%	95%				
22,5	130		96%	100%	99%	94%				
15	130		92%	95%	100%	90%				
7,5	130		93%	96%	100%	91%				
0	130			97%	100%	91%				
30	140		96%	100%	99%	95%				
22,5	140		96%	100%	99%	95%				
15	140		97%	100%	99%	95%				
7,5	140		92%	95%	100%	90%				
0	140			94%	100%	89%				
30	150		100%	100%	100%	96%				
22,5	150		100%	100%	100%	96%				
15	150		100%	100%	100%	95%				
7,5	150		100%	100%	100%	95%				
0	150		100%	100%	100%	95%				

Tabela 2 Wartości wyników symulacji współczynnik COP w ujęciu liczbowym oraz procentowym

Źródło: Opracowanie własne

Dla całego badanego zakresu temperatur udało się uzyskać wyniki jedynie dla czynników R1233zd oraz R1336mzz(Z). W przypadku innych czynników ograniczenia wynikające z ich temperatury krytycznej lub maksymalnej temperatury w obiegu powodują, że nie udało się zaprojektować obiegu pompy ciepła dla skrajnych parametrów, najczęściej najwyższych temperatur górnego źródła. W przypadku R1234ze(Z) oraz R245fa dodatkowe ograniczenie wynika z osiągnięcia maksymalnej temperatury czynnika w obiegu. Nie jest to temperatura krytyczna, lecz wartość maksymalnej temperatury powyżej której następuje zwiększona degradacja czynnika, więc nie zaleca się jego stosowania. Najwyższe wartości COP zostały osiągnięte dla czynników R1233zd, R1234ze(Z) oraz w wąskim zakresie dla amoniaku.

Tabela 2 przedstawia wyniki uzyskanych COP dla analizowanego zakresu zmienności temperatur. W przypadku powyższej tabeli parametry zmiany temperatury (ΔT) zostały zamienione na parametry końcowe dolnego i górnego źródła. Jest to temperatura schłodzonego dolnego źródła i podgrzanego górnego źródła. Lewa strona tabeli przedstawia liczbowe wartości COP, natomiast z prawej strony COP zostało przedstawione jako wartość procentowa. Wartość 100% jest wartością maksymalną dla danych parametrów wejściowych temperatury, pozostałe wartości są odniesieniem do maksimum.

Na podstawie analizy uzyskanych danych można wysunąć wnioski iż najwyższe wartości zostały osiągnięte dla czynników R1233zd oraz R1234ze(Z). Wyniki takie są zbieżne z informacjami publikowanymi w literaturze. Zaskakujące jest pojawienie się najwyższych wartości dla amoniaku, który nie jest stosowany w rozwiązaniach wysokotemperaturowych. Najszerze zastosowanie znajduje on w urządzeniach chłodniczych, gdzie zakres temperatur jest poniżej 20°C. Uzyskane wyniki, w szczególności dla amoniaku, mogą być realne w wyniku symulacji.

Określenie wykonalności pompy ciepła przedstawionej w symulacji wymaga analizy parametrów fizycznych w obiegu. W tym celu przedstawiono parametry w tabeli 3.

Ze względu na dużą ilość danych uzyskaną w wyniku analizy, nie jest możliwe przedstawienie ich wszystkich. Dla ograniczenia danych w publikacji przedstawiono parametry pompy ciepła dla pojedynczego zestawu danych wejściowych temperatury. Wybrano parametry schłodzenia dolnego źródła ciepła = 15°C ($T_{DZdelta} = 25^{\circ}\text{C}$) oraz podgrzania górnego źródła 120°C ($T_{GZdelta} = 20^{\circ}\text{C}$), dla dolnego źródła parametry są niezmiennie dla całej analizy. W tabeli 2 wybrane parametry zostały podkreślone niebieską linią.

Parametry przedstawiono dla wszystkich analizowanych czynników chłodniczych. Parametry przedstawione dla obiegu to: COP, przepływ masowy czynnika oraz spręż. Pozostałe parametry zostały wyznaczone dla czterech zakresów pomiędzy elementami obiegu:

- R1 sprężarka - skraplacz
- R2 skraplacz – zawór rozprężny
- R3 zawór rozprężny - parownik
- R4 parownik – sprężarka

Punkt pomiarowy	Cały obieg			R3 (zawór rozprężny – parownik)			R4 (parownik – sprężarka)			R1 (sprężarka – skraplacz)			R2 (skraplacz – zawór rozprężny)		
Parametr	COP	Przepływ masowy	Spręż	Ciśnienie	Temperatura	Przepływ objętościowy	Ciśnienie	Temperatura	Przepływ objętościowy	Ciśnienie	Temperatura	Przepływ objętościowy	Ciśnienie	Temperatura	Przepływ objętościowy
Jednostka		kg/s	-	bar	°C	m ³ /s	bar	°C	m ³ /s	bar	°C	m ³ /s	bar	°C	m ³ /s
R1336mzz(Z)	1,915	6,345	31,7	0,411	11,000	1,490	0,361	35,000	2,694	11,471	130,811	0,085	11,421	104,000	0,006
R1234ze(Z)	2,027	4,484	20,8	1,064	11,000	0,500	1,014	35,000	0,958	21,080	158,183	0,051	21,030	104,000	0,005
R1233zd(E)	2,039	4,838	22,9	0,764	11,000	0,669	0,714	35,000	1,298	16,377	150,732	0,063	16,327	104,000	0,005
R245fa	1,956	5,360	24,8	0,859	11,000	0,701	0,809	35,000	1,234	20,091	143,329	0,052	20,041	104,000	0,005
Amoniak	2,036	0,593	14,9	6,363	11,000	0,047	6,313	35,000	0,133	94,429	342,180	0,018	94,379	104,000	0,001

Tabela 3 Parametry uzyskane w wyniku symulacji obiegu; dla GZ,deltaT=20 °C DZ,deltaT=25
Źródło: Opracowanie własne

Dla każdego z podanych zakresów zostały wyznaczone parametry: ciśnienia, temperatury i przepływu objętościowego. W całości wszystkie przedstawione parametry opisują w pełni obieg pompy ciepła i pozwalają na wysunięcie wniosków co do konstrukcji i wykonalności przedstawionych obiegów.

W przypadku przepływu masowego, parametry czynników są zbliżone. Wyjątek stanowi amoniak, dla którego wartość jest o rząd wielkości niższa. W przypadku amoniaku najważniejsze parametry to ciśnienia i temperatura na wylocie czynnika z sprężarki. Osiągnięte ciśnienie 94 bar i temperatura 342°C są wartościami nierealnymi do osiągnięcia w rzeczywistym układzie. Próba budowy układu pracującego w takich parametrach niosłaby ze sobą znacząco zwiększone koszty, nieuzasadniające zastosowania amoniaku w obiegu. Jest to argument dyskwalifikujący amoniak w tym zastosowaniu.

Analiza parametrów pozwala również na zauważenie wad i zalet czynnika R1336mzz(Z), który odróżnia się od pozostałych. Charakteryzuje się on obniżonym COP, powodem tego jest wysoki przepływ objętościowy czynnika przed sprężarką. Zwiększa to ilość pracy wykonanej przez sprężarkę nad czynnikiem. Zaletą czynnika R1336mzz(Z) jest natomiast najniższa

temperatura R1, po opuszczeniu sprężarki. Oznacza to, iż czynnik ten nie wymaga tak wysokiego przegrzewu by zbilansować przepływ ciepła w wymiennikach i pozwala na potencjalne dalsze zwiększanie temperatury górnego źródła. Ciśnienie po procesie sprężania również jest w tym przypadku najniższe. Czynnik R1234ze(Z) oraz R1233zd(E) uzyskały zbliżone najwyższe wartości COP. Uzyskany w ich wypadku spręż jest również najniższy, co jest powodem najlepszej efektywności.

6. Dyskusja oraz wnioski

Przeprowadzona w pracy analiza zakresu stosowalności wysokotemperaturowych, sprężarkowych pomp ciepła, pozwala na wskazanie zakresu potencjalnego rynku dla tych urządzeń.

Analiza literatury i dostępnych czynników chłodniczych wskazuje na potencjalne związki, mogące zapewnić osiągnięcie wymaganych temperatur w wykonalnym pod względem technicznym i ekonomicznym zakresie parametrów.

Symulacja obiegu termodynamicznego pozwoliła na wskazanie potencjalnej efektywności energetycznej urządzeń wysokotemperaturowych pracujących w określonym zakresie temperatur. Wynikiem tych badań jest również określenie czynników R1234ze(Z) oraz R1233zd(E) jako najlepszych w tego typu zastosowaniach. Natomiast czynnik R1336mzz(Z) pozwala na osiągnięcie najwyższych temperatur w obiegu pompy ciepła.

LITERATURA

1. Mateu-Royo, C.; Navarro-Esbrí, J.; Mota-Babiloni, A.; Amat-Albuixech, M.; Molés, F. Thermodynamic Analysis of Low GWP Alternatives to HFC-245fa in High-Temperature Heat Pumps: HCFO-1224yd(Z), HCFO-1233zd(E) and HFO-1336mzz(Z). *Appl Therm Eng* **2019**, *152*, 762–777, doi:10.1016/J.APPLTHERMALENG.2019.02.047.
2. Szymiczek, J.; Szczotka, K.; Banaś, M.; Jura, P. Efficiency of a Compressor Heat Pump System in Different Cycle Designs: A Simulation Study for Low-Enthalpy Geothermal Resources. *Energies* **2022**, *Vol. 15*, Page 5546 **2022**, *15*, 5546, doi:10.3390/EN15155546.
3. Ślimak, C. PEC Geotermia Podhalańska SA - Stan Obecny, Perspektywy Rozwoju. Ekologicznie i Ekonomicznie “Na Plusie.” *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój* **2013**, *1*, 25–33.
4. Industrial & Commercial Heat Pump Working Group. *Large Scale Heat Pumps in Europe; 16 Examples of Realized and Successful Projects*; 2017;
5. Industrial & Commercial Heat Pump Working Group *Large Scale Heat Pumps in Europe, Vol. 2; Real Examples of Heat Pump Applications in Several Industrial Sectors*; 2019;
6. Wolf, S.; Lambauer, J.; Blesl, M.; Fahl Ulrich; Voss, A. Industrial Heat Pumps in Germany: Potentials, Technological Development and Market Barriers. In *Proceedings of the ECEEE 2012 Summer Study on Energy Efficiency in Industry; ECEEE: Stockholm, 2012*; pp. 543–550.
7. Wienerberger – Brick Industry – Dry-F Available online: <https://dryefficiency.eu/demonstrations/wienerberger-brick-industry/> (accessed on 14 April 2023).
8. Agrana – Food Industry – Dry-F Available online: <https://dryefficiency.eu/demonstrations/agrana-food-industry/> (accessed on 14 April 2023).

9. Wu, D.; Hu, B.; Wang, R.Z.; Fan, H.; Wang, R. The Performance Comparison of High Temperature Heat Pump among R718 and Other Refrigerants. *Renew Energy* **2020**, *154*, 715–722, doi:10.1016/J.RENENE.2020.03.034.
10. Corberan, J.M.; Hassan, A.; Paya, J. Thermodynamic Analysis and Selection of Refrigerants for Hightemperature Heat Pumps. In Proceedings of the 25th IIR International Congress of Refrigeration; Vasile Minea, M., Ed.; International Institute of Refrigeration IIR: Montreal, August 2019; pp. 4705–4712.
11. Wu, D.; Yan, H.; Hu, B.; Wang, R.Z. Modeling and Simulation on a Water Vapor High Temperature Heat Pump System. *Energy* **2019**, *168*, 1063–1072, doi:10.1016/J.ENERGY.2018.11.113.
12. Wu, D.; Jiang, J.; Hu, B.; Wang, R.Z. Experimental Investigation on the Performance of a Very High Temperature Heat Pump with Water Refrigerant. *Energy* **2020**, *190*, 116427, doi:10.1016/J.ENERGY.2019.116427.
13. Bamigbetan, O.; Eikevik, T.M.; Neksa, P.; Bantle, M.; Schlemminger, C. Experimental Investigation of a Prototype R-600 Compressor for High Temperature Heat Pump. *Energy* **2019**, *169*, 730–738, doi:10.1016/J.ENERGY.2018.12.020.
14. Bamigbetan, O.; Eikevik, T.M.; Neksa, P.; Bantle, M.; Schlemminger, C. The Development of a Hydrocarbon High Temperature Heat Pump for Waste Heat Recovery. *Energy* **2019**, *173*, 1141–1153, doi:10.1016/J.ENERGY.2019.02.159.
15. High Temperature Heat Pump Integration Using Zeotropic Working Fluids for Spray Drying Facilities | Request PDF Available online: https://www.researchgate.net/publication/317259256_High_Temperature_Heat_Pump_Integration_using_Zeotropic_Working_Fluids_for_Spray_Drying_Facilities (accessed on 26 October 2022).
16. Navarro-Esbrí, J.; Fernández-Moreno, A.; Mota-Babiloni, A. Modelling and Evaluation of a High-Temperature Heat Pump

- Two-Stage Cascade with Refrigerant Mixtures as a Fossil Fuel Boiler Alternative for Industry Decarbonization. *Energy* **2022**, *254*, doi:10.1016/J.ENERGY.2022.124308.
17. Arpagaus, C.; Bless, F.; Uhlmann, M.; Schiffmann, J.; Bertsch, S.S. High Temperature Heat Pumps: Market Overview, State of the Art, Research Status, Refrigerants, and Application Potentials. *Energy* **2018**, *152*, 985–1010, doi:10.1016/J.ENERGY.2018.03.166.
 18. Sulaiman, A.Y.; Cotter, D.F.; Le, K.X.; Huang, M.J.; Hewitt, N.J. Thermodynamic Analysis of Subcritical High-Temperature Heat Pump Using Low GWP Refrigerants: A Theoretical Evaluation. *Energy Convers Manag* **2022**, *268*, 116034, doi:10.1016/J.ENCONMAN.2022.116034.
 19. Zhang, X.; Xu, H. Experimental Performance of Moderately High Temperature Heat Pump with Working Fluid R1234ze(Z). *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry* **2020**, *144*, 1535–1545, doi:10.1007/S10973-020-09610-1.
 20. Arpagaus, C.; Bertsch, S. Experimental Comparison of HCFO and HFO R1224yd(Z), R1233zd(E), R1336mzz(Z), and HFC R245fa in a High Temperature Heat Pump up to 150 °C Supply Temperature.
 21. Mateu-Royo, C.; Navarro-Esbrí, J.; Mota-Babiloni, A.; Molés, F.; Amat-Albuixech, M. Experimental Exergy and Energy Analysis of a Novel High-Temperature Heat Pump with Scroll Compressor for Waste Heat Recovery. *Appl Energy* **2019**, *253*, 113504, doi:10.1016/J.APENERGY.2019.113504.
 22. Malavika, S.; Chiranjeevi, C.; Raja Sekhar, Y.; Srinivas, T.; Natarajan, M.; Pa Pa Myo, W.; Singh, A. Performance Optimization of a Heat Pump for High Temperature Application. *Mater Today Proc* **2021**, *46*, 5278–5285, doi:10.1016/J.MATPR.2020.08.639.
 23. Drogenik, J.; Urbanč, D.; Goričanec, D. Comparison of the New Refrigerant R1336mzz(E) with R1234ze(E) as an

- Alternative to R134a for Use in Heat Pumps. *Processes* 2022, Vol. 10, Page 218 **2022**, 10, 218, doi:10.3390/PR10020218.
24. Arpagaus, C.; Kuster Ralph; Manuel Prinzing; Michael Uhlmann High Temperature Heat Pump Using HFO and HCFO Refrigerants - System Design and Experimental Results. In Proceedings of the International Refrigeration and Air conditioning Conference; Vasile Minea, Ed.; International Institute of Refrigeration IIR: Montreal, August 2018; p. 2199.
 25. Alhamid, M.I.; Aisyah, N.; Nasruddin; Lubis, A. Thermodynamic and Environmental Analysis of a High-Temperature Heat Pump Using HCFO-1224YD(Z) and HCFO-1233ZD(E). *International Journal of Technology* **2019**, 10, 1585–1592, doi:10.14716/IJTECH.V10I8.3459.
 26. Jiang, J.; Hu, B.; Wang, R.Z.; Liu, H.; Zhang, Z.; Li, H. Theoretical Performance Assessment of Low-GWP Refrigerant R1233zd(E) Applied in High Temperature Heat Pump System. *International Journal of Refrigeration* **2021**, 131, 897–908, doi:10.1016/J.IJREFRIG.2021.03.026.
 27. Madejski, P. (inżynieria mechaniczna); Żymelka, Piotr.; Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica (Kraków). Wydawnictwa. Wprowadzenie Do Komputerowych Obliczeń i Symulacji Pracy Systemów Energetycznych w Programie STEAG Epsilon®Professional. **2020**.
 28. Zimny, J.; Struś, M.; Szymiczek, J.; Gmiterek, M.; Szczotka, K.; Michalak, P. Propozycja Wykorzystania Energii Geotermalnej Na Dolnym Śląsku – Modernizacja Systemu Ciepłowniczego Miasta Oława. *Rynek Energii* **2021**, 4, 39–51.
 29. Zimny, J.; Struś, M.; Kowalski, W.; Szymiczek, J.; Michalak, M.; Szczotka, K. Możliwości Wykorzystania Energii Geotermalnej w Wielkopolsce - Modernizacja Systemu Ciepłowniczego Nowego Tomyśla. *Rynek energii* **2021**, 1, 26–37.
 30. Wojtan, L.; Burkhalter, F. Challenges and Recent Developments in Applications with Large Scale Heat Pumps. In

Proceedings of the 11th IEA Heat Pump Conference 2014; IEA: Montreal, May 13 2014.

High-temperature heat pumps – possible applications and available refrigerants

Key words: high-temperature heat pumps, refrigerant, Renewable energy sources, Epsilon, COP efficiency

Summary: The paper presents possible application of a high-temperature heat pump cycle. In the first part, the potential field of application for this device are presented. District heating networks and industrial process are indicated as compatible. A literature analysis was carried, finding refrigerants that can reach up to 150°C in the condenser. The refrigerants R1233zd(E), R1336mzz(Z), R1234ze(Z) and R245fa were selected as the most perspective. Simulations performed in the Epsilon environment determined the heat pump operating parameters for heat source temperature of 0 - 30°C and heat sink temperature of 110-150°C. The simulation results of COP values and cycle parameters indicate that the best refrigerants for this task are R1233zd(E) and R1336mzz(Z).

Mgr inż. Jakub Szymiczek, asystent oraz doktorant Akademii Górniczo-Hutniczej, Wydziału Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska. W pracy naukowej zajmuje się zagadnieniami transferu ciepła oraz maszyn i urządzeń energetycznych – ze szczególnym uwzględnieniem pomp ciepła, które stanowią tematykę pracy doktorskiej. Wśród rozwijanych zagadnień znajduje się również efektywność energetyczna budynków oraz produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.
szymiczek@agh.edu.pl

Dekompozycja jako innowacyjny rodzaj recyklingu paneli fotowoltaicznych

dr Przemysław Jura, Andrzej Habryń

Słowa kluczowe: odnawialna energia, fotowoltaika, recykling

Streszczenie: Rozwój recyklingu paneli fotowoltaicznych jest istotny z powodu rosnącej liczby wycofanych z użytku paneli oraz potrzeby bezpiecznego usuwania toksycznych odpadów. Metody recyklingu obejmują mechaniczne, termiczne, chemiczne oraz reużytkowanie i odzyskiwanie. Nowe innowacyjne metody, takie jak dekompozycja biologiczna, mają potencjał przyczynienia się do zwiększenia efektywności i zrównoważoności procesu recyklingu. Perspektywy rynkowe dla recyklingu paneli fotowoltaicznych są obiecujące ze względu na rosnące zapotrzebowanie i regulacje dotyczące recyklingu.

Wstęp

Recykling paneli fotowoltaicznych rozwija się na całym świecie, a kraje, organizacje i firmy podejmują działania na rzecz zwiększenia efektywności i zrównoważoności tego procesu.

Wiele krajów ustanawia regulacje i przepisy dotyczące recyklingu paneli fotowoltaicznych, a także wspiera rozwój infrastruktury i technologii, które umożliwiają recykling.

W niektórych krajach, takich jak Francja i Niemcy, istnieją już ustawy wymagające od producentów paneli fotowoltaicznych, aby odpowiadały za recykling tych produktów na końcu ich żywotności. W Stanach Zjednoczonych, szereg organizacji i firm specjalizuje się w recyklingu paneli fotowoltaicznych, a w Japonii opracowano specjalistyczne technologie i procesy, które pozwalają na odzyskanie cennych surowców z paneli.

Ponadto, wiele firm zajmujących się produkcją i instalacją paneli fotowoltaicznych, a także organizacje ekologiczne,

promuje i wspiera recykling paneli fotowoltaicznych, jako ważny element działań na rzecz ochrony środowiska.

Istotność zagadnienia

Recykling paneli fotowoltaicznych jest ważny z wielu powodów środowiskowych, ekonomicznych i innych.

Jednym z głównych powodów konieczności recyklingu zużytych lub uszkodzonych paneli fotowoltaicznych jest fakt, iż stanowią one niebezpieczne dla środowiska **odpady elektroniczne**. Panele fotowoltaiczne składają się z różnych materiałów, takich jak szkło, krzemionka, metale i tworzywa sztuczne, które mogą być szkodliwe dla środowiska, jeśli zostaną wyrzuczone do zwykłego śmieci. W rzeczywistości, panele fotowoltaiczne są uważane za odpady elektroniczne, a ich właściwe utylizowanie i recykling jest nie tylko korzystne dla środowiska, ale także pomaga uniknąć negatywnych skutków zdrowotnych.

Potencjalne zagrożenie dla środowiska jest bardzo istotne. Panele fotowoltaiczne zawierają różne materiały, które mogą stanowić zagrożenie dla środowiska, jeśli nie zostaną odpowiednio przetworzone. Na przykład, szkło i tworzywa sztuczne są trudne do biodegradacji, a metale, takie jak kadm i ołów, mogą przedostać się do ziemi i wód gruntowych, co z kolei może wpłynąć na zdrowie i życie zwierząt i ludzi.

Istotną kwestią jest także **odpowiedzialność producenta**. W wielu krajach, producenci paneli fotowoltaicznych są odpowiedzialni za recykling paneli, które produkują, zgodnie z zasadą rozszerzonej odpowiedzialności producenta. Oznacza to, że producenci powinni ponosić koszty i zorganizować system recyklingu, który zapewni, że panele fotowoltaiczne są właściwie przetwarzane po zakończeniu ich żywotności.

W związku z powyższym, recykling paneli fotowoltaicznych jest ważny, aby zmniejszyć wpływ odpadów elektronicznych na środowisko i zdrowie ludzi, a także zapewnić odpowiedzialne

postępowanie producentów w kierunku zrównoważonej produkcji.

Metody recyklingu paneli fotowoltaicznych

Aktualnie istnieje kilka metod recyklingu paneli fotowoltaicznych, które są stosowane na całym świecie, m.in.:

1. **Recykling mechaniczny:** Metoda ta polega na rozdrabnianiu paneli fotowoltaicznych na mniejsze kawałki, a następnie oddzieleniu różnych materiałów, takich jak szkło, krzem, metale i tworzywa sztuczne. Materiały te są następnie przetwarzane w celu ponownego wykorzystania.
2. **Recykling termiczny:** Metoda ta wykorzystuje wysoką temperaturę do przetwarzania paneli fotowoltaicznych w celu odzyskania cennych surowców, takich jak krzem, srebro i miedź. W tym procesie panele fotowoltaiczne są rozdrobnione i umieszczone w piecu, gdzie są poddawane wysokiej temperaturze, co prowadzi do odzyskania surowców.
3. **Recykling chemiczny:** Metoda ta polega na rozpuszczaniu paneli fotowoltaicznych w specjalnych rozpuszczalnikach chemicznych w celu oddzielenia różnych materiałów. Metoda ta pozwala na odzyskanie większej ilości materiałów niż w przypadku recyklingu mechanicznego.
4. **Reużytkowanie i odzyskiwanie:** Ta metoda polega na demontażu paneli fotowoltaicznych i ponownym wykorzystaniu elementów, które nadal są w dobrym stanie. Na przykład, panele fotowoltaiczne mogą być wykorzystane w systemach o mniejszej mocy lub sprzedane jako używane.

Przegląd różnych metod recyklingu paneli fotowoltaicznych, w tym mechaniczne, chemiczne, termiczne i hydrometalurgiczne oraz podsumowanie zalety i wady każdej z nich

przedstawiają autorzy artykułu z 2021 roku pt. "Photovoltaic waste management: A review of current trends and future prospects".¹ Na szczególną uwagę zasługuje opisywana tendencja polegająca na tym, że obecnie większość recyklingu paneli fotowoltaicznych opiera się na metodach mechanicznych i chemicznych, ale rozwój innych metod, takich jak termiczne i hydrometalurgiczne, może przyczynić się do bardziej efektywnego i zrównoważonego odzyskiwania surowców z paneli końca życia. Głównym wnioskiem z artykułu jest stwierdzenie, że recykling paneli fotowoltaicznych jest istotnym zagadnieniem, a dalszy rozwój różnych metod recyklingu jest konieczny, aby zminimalizować wpływ paneli fotowoltaicznych na środowisko i zapewnić zrównoważoną produkcję energii słonecznej. W zależności od lokalnych przepisów i infrastruktury, różne metody mogą być stosowane w różnych regionach. Jednak wszystkie te metody mają na celu zmniejszenie negatywnego wpływu odpadów elektronicznych na środowisko, a także zapewnienie odzyskania cennych surowców i ich ponownego wykorzystania.

Rozwój metod recykling paneli fotowoltaicznych

Obecnie rozwijające się metody recyklingu paneli fotowoltaicznych koncentrują się na zwiększeniu efektywności procesów recyklingu i zmniejszeniu kosztów produkcji, co ma na celu zwiększenie ilości recyklingu i zapewnienie, że mniej odpadów paneli fotowoltaicznych trafi na składowiska.

Jednym z kierunków rozwoju jest rozwój technologii recyklingu chemicznego, która może być bardziej efektywna niż

¹ "Photovoltaic waste management: A review of current trends and future prospects" został opublikowany w czasopiśmie naukowym "Journal of Cleaner Production" w roku 2021.

tradycyjny recykling mechaniczny, ponieważ pozwala na odzyskanie większej ilości cennych surowców.

Innym ważnym kierunkiem jest opracowanie i wdrożenie standardów recyklingu paneli fotowoltaicznych, które pomogą zapewnić, że procesy recyklingu będą przeprowadzane w sposób zgodny z najlepszymi praktykami, a także zwiększą transparentność i odpowiedzialność w tym obszarze.

Wreszcie, rozwijane są także innowacyjne technologie, takie jak wykorzystanie energii słonecznej do przetwarzania paneli fotowoltaicznych lub wykorzystanie robotów do demontażu paneli fotowoltaicznych, co może pomóc w zwiększeniu efektywności procesów recyklingu.

Podsumowując, rozwój metod recyklingu paneli fotowoltaicznych skupia się na zwiększeniu ich efektywności, zmniejszeniu kosztów, opracowaniu standardów i wdrożeniu innowacyjnych technologii, które pomogą zwiększyć ilość recyklingu i zapewnić zrównoważony rozwój w sektorze energii słonecznej.

Prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie metod recyklingu paneli fotowoltaicznych

Wśród prac naukowych i instytucji badawczych zajmujących się badaniami nad recyklingiem paneli fotowoltaicznych na szczególną uwagę zasługują:

1. Laboratorium Naukowe Systemów Fotowoltaicznych przy Uniwersytecie w Tokio w Japonii, które prowadzi badania nad procesami recyklingu paneli fotowoltaicznych. Prace te skupiają się na poprawie efektywności recyklingu i rozwoju technologii recyklingu chemicznego.
2. Uniwersytet w Exeter w Wielkiej Brytanii, które prowadzi badania nad odzyskiwaniem cennych surowców z paneli fotowoltaicznych przy użyciu hydrometalurgii.

- Prace te mają na celu zwiększenie ilości odzyskanych materiałów i zmniejszenie wpływu na środowisko.
3. Korea Advanced Institute of Science and Technology, które prowadzi badania nad recyklingiem paneli fotowoltaicznych przy użyciu nanotechnologii. Badania te skupiają się na zwiększeniu efektywności procesów recyklingu i odzyskiwania cennych surowców.
 4. Uniwersytet w Cambridge w Wielkiej Brytanii, które prowadzi badania nad wykorzystaniem energii słonecznej do przetwarzania paneli fotowoltaicznych. Prace te mają na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych i zmniejszenie wpływu na środowisko.

Główne wnioski z tych badań obejmują zwiększenie efektywności procesów recyklingu, zmniejszenie kosztów produkcji i zwiększenie ilości odzyskanych materiałów. Ponadto badania te mają na celu zapewnienie, że procesy recyklingu będą przeprowadzane w sposób zgodny z najlepszymi praktykami, a także zwiększą transparentność i odpowiedzialność w tym obszarze.

Nie chemiczne metody odzyskiwania surowców podczas recyklingu paneli fotowoltaicznych

Nie chemiczne metody odzyskiwania surowców podczas recyklingu paneli fotowoltaicznych polegają na zastosowaniu mechanicznych lub termicznych metod przetwarzania, które umożliwiają odzyskanie różnych materiałów bez użycia szkodliwych substancji chemicznych. Oto przykłady nie chemicznych metod odzyskiwania surowców podczas recyklingu paneli fotowoltaicznych:

- Rozdrabnianie mechaniczne: proces polegający na rozbiciu paneli fotowoltaicznych na mniejsze fragmenty przy użyciu specjalistycznych maszyn. Rozdrobnione materiały są następnie sortowane i poddawane dalszej

obróbce, która umożliwia odzyskanie cennych surowców, takich jak krzem, aluminium czy miedź.

- Termiczne przetwarzanie: proces polegający na podgrzaniu paneli fotowoltaicznych do wysokiej temperatury, dzięki czemu materiały ulegają rozpadowi termicznemu i odzyskane zostają różne metale i materiały w postaci popiołów. Metody termiczne często wykorzystują piec węglowy lub piec łukowy.
- Elektromagnetyczne przetwarzanie: proces wykorzystujący silne pola elektromagnetyczne do oddzielania różnych materiałów zawartych w panelach fotowoltaicznych. Metoda ta jest szczególnie przydatna do odzyskiwania metali, takich jak miedź, aluminium czy srebro, które są odseparowane od innych materiałów na podstawie ich właściwości elektromagnetycznych.

Nie chemiczne metody odzyskiwania surowców podczas recyklingu paneli fotowoltaicznych są bardziej przyjazne dla środowiska i mniej szkodliwe dla zdrowia niż metody chemiczne, które wymagają stosowania agresywnych substancji chemicznych i mogą generować odpady, które są trudne do utylizacji. Ponadto, niektóre z tych metod są bardziej ekonomiczne i wydajne niż tradycyjne metody recyklingu, co przyczynia się do poprawy wydajności i opłacalności procesu recyklingu paneli fotowoltaicznych.

Dekompozycji paneli fotowoltaicznych w ramach recyklingu paneli fotowoltaicznych

Dekompozycja paneli fotowoltaicznych jest jednym z procesów, które występują w ramach recyklingu paneli fotowoltaicznych. Proces ten polega na rozkładzie paneli fotowoltaicznych na mniejsze elementy lub komponenty, które następnie są oddzielane i przetwarzane w celu odzyskania cennych materiałów, takich jak szkło, aluminium, krzem, miedź czy srebro. Proces dekompozycji może odbywać się przy użyciu różnych metod,

takich jak mechaniczne rozdrabnianie lub termiczne przetwarzanie, które umożliwiają odzyskanie cennych surowców i zmniejszenie ilości odpadów powstających w procesie recyklingu paneli fotowoltaicznych. Jednocześnie dekompozycja paneli fotowoltaicznych jest również ważnym etapem w kontekście minimalizacji wpływu na środowisko naturalne, ponieważ umożliwia poprawę wykorzystania zasobów i zwiększenie efektywności procesu recyklingu, co pozwala na redukcję ilości odpadów i emisji gazów cieplarnianych.

Metoda dekompozycji paneli fotowoltaicznych w ramach recyklingu paneli fotowoltaicznych, zwanej również metodą biologiczną, polega na wykorzystaniu mikroorganizmów, takich jak bakterie lub grzyby, do rozkładu materiałów organicznych zawartych w panelach fotowoltaicznych. Oto wady i zalety tej metody:

Zalety:

- Jest to proces przyjazny dla środowiska, ponieważ nie wymaga stosowania substancji chemicznych ani emisji gazów cieplarnianych.
- Metoda ta może być stosowana do rozkładu materiałów organicznych, takich jak wypełniacze i kleje, które są trudne do odzyskania przez inne metody recyklingu.
- Jest to również metoda stosunkowo niedroga w porównaniu do innych metod recyklingu paneli fotowoltaicznych.

Wady:

- Ta metoda ma niską wydajność, ponieważ nie jest w stanie odzyskać metali i innych materiałów nieorganicznych zawartych w panelach fotowoltaicznych.
- Proces dekompozycji jest czasochłonny, co oznacza, że potrzeba dużo czasu na przetworzenie większych ilości paneli.
- Metoda dekompozycji wymaga odpowiedniego utrzymania warunków dla mikroorganizmów, co może być

trudne w przypadku dużej skali przetwarzania paneli fotowoltaicznych.

Perspektywy rynkowe rozwoju metody dekompozycji paneli fotowoltaicznych

Obecnie perspektywy rynkowe rozwoju metody dekompozycji paneli fotowoltaicznych w ramach recyklingu paneli fotowoltaicznych są obiecujące choć trudne do określenia, z uwagi na fakt, iż metoda ta jest stosunkowo nowa i wciąż znajduje się w fazie badań naukowych. W porównaniu do innych metod recyklingu, takich jak mechaniczne rozdrabnianie lub termiczne przetwarzanie, metoda dekompozycji jest stosunkowo mało skomplikowana.

Jednakże, w przyszłości metoda dekompozycji może stać się bardziej atrakcyjna ze względu na swoje korzyści ekologiczne i kosztowe, szczególnie w odniesieniu do mniejszych paneli fotowoltaicznych, takich jak panele zastosowane w budynkach mieszkalnych i małych firmach. Ponadto, dalszy rozwój tej metody może prowadzić do poprawy jej wydajności i efektywności, co może przyczynić się do zwiększenia zainteresowania rynku.

Perspektywy całego rozwoju rynku recyklingu paneli fotowoltaicznych pokazują coraz większą ilość potrzebnych mocy przerobowych w zakresie tej branży recyklingu. Wraz z szybkim wzrostem instalacji fotowoltaicznych na całym świecie, w ciągu najbliższych lat można spodziewać się znacznie większej liczby wycofanych paneli, które wymagają recyklingu.

Ponadto, rosnące zainteresowanie zrównoważonym rozwojem oraz przepisy regulacyjne nakładające obowiązek recyklingu paneli fotowoltaicznych w niektórych krajach przyczyniają się do zwiększenia zapotrzebowania na recykling. Według raportu z 2020 roku opracowanego przez firmę Allied Market

Research², globalny rynek recyklingu paneli fotowoltaicznych miał wartość około 200 milionów dolarów w 2019 roku i spodziewa się, że w ciągu najbliższych kilku lat będzie rósł z roczną stopą wzrostu wynoszącą około 24%.

Szacuje się, że w 2019 roku wartość rynku wyniosła około 160 milionów dolarów, a do 2027 roku może wzrosnąć do ponad 330 milionów dolarów, co oznacza roczną stopę wzrostu na poziomie około 8,9% w latach 2020-2027. Wzrost ten wynika głównie z rosnącej liczby zużytych paneli fotowoltaicznych, które wymagają recyklingu, a także z rosnącej świadomości ekologicznej i zwiększających się regulacji dotyczących recyklingu paneli fotowoltaicznych. Raport wskazuje również, że sektor przemysłowy jest największym odbiorcą recyklingu paneli fotowoltaicznych, a proces recyklingu oparty na odzyskiwaniu materiałów jest obecnie najpopularniejszy na rynku.

Z kolei autorzy "Global Solar Panel Recycling Market Analysis and Forecast 2019-2029"³ przewidują, że wartość rynku recyklingu paneli fotowoltaicznych wzrośnie z 80 milionów dolarów w 2018 roku do 269 milionów dolarów w 2029 roku, co oznacza roczną stopę wzrostu na poziomie około 11%.

Z raportu "Global Solar Panel Recycling Market 2020-2024" opublikowany przez Technavio⁴ wynika przewidywanie, iż wartość rynku recyklingu paneli fotowoltaicznych wzrośnie o ponad 133 miliony dolarów w latach 2020-2024, co oznacza roczną stopę wzrostu na poziomie około 34%.

² "Photovoltaic Recycling Market by Type (Material Recovery, and Energy Recovery), and by End-Use (Residential, Industrial, and Commercial): Global Opportunity Analysis and Industry Forecast, 2020–2027". Allied Market Research, grudzień 2020 r.

³ "Global Solar Panel Recycling Market Analysis and Forecast 2019-2029", FMI (Future Market Insights), sierpień 2019 r.

⁴ "Global Solar Panel Recycling Market 2020-2024" opublikowany przez Technavio, 2019 r.

Podsumowując, wraz z rosnącą liczbą wycofanych paneli fotowoltaicznych oraz rosnącym zainteresowaniem zrównoważonym rozwojem i regulacjami nakładającymi obowiązek recyklingu, perspektywy rynkowe dla recyklingu paneli fotowoltaicznych są bardzo obiecujące.

Podsumowanie

Rozwój innowacyjnych metod recyklingu paneli fotowoltaicznych jest istotny z kilku powodów. Przede wszystkim, tempo wzrostu rynku fotowoltaicznego i związane z nim zwiększenie liczby wycofywanych z użytku paneli sprawiają, że coraz więcej materiałów musi zostać poddanych recyklingowi. Warto również zwrócić uwagę na problematykę związaną z bezpiecznym usuwaniem odpadów zawierających substancje toksyczne, takie jak kadm, selen czy tellur. Innowacyjne metody recyklingu umożliwiają skuteczne odzyskiwanie cennych surowców, takich jak krzem, srebro czy miedź, które są potrzebne do produkcji kolejnych paneli fotowoltaicznych. Opracowanie nowych technologii pozwala także na redukcję emisji gazów cieplarnianych i innych substancji szkodliwych, które powstają w procesie recyklingu. Wreszcie, innowacyjne metody recyklingu paneli fotowoltaicznych stanowią szansę dla rozwoju nowych gałęzi przemysłu i zwiększenia zatrudnienia w sektorze związanych z tym technologiami.

Decomposition as an innovative type of recycling of photovoltaic panels

Key words: Decomposition as an innovative type of recycling of photovoltaic panels

Summary: The development of solar panel recycling is important due to the growing number of end-of-life panels and the need for safe disposal of toxic waste. Recycling methods include mechanical, thermal, chemical, reuse and recovery. New innovative methods, such as biological decomposition, have the potential to contribute to increasing the efficiency and sustainability of the recycling process. The market prospects for solar panel recycling are promising due to the increasing demand and regulations for recycling.

Bezpieczeństwo układów OZE

Adam Gajewski, Artur Kozłowski, Michał Chrobak, Paweł Modzelewski

Słowa kluczowe: Cyberbezpieczeństwo, IIOT, ICS, ransomware

Streszczenie: Bezpieczeństwo cybernetyczne w kontekście przemysłowego Internetu Rzeczy (IIoT) i automatyzacji procesów przemysłowych jest coraz bardziej istotne. Wprowadzenie modelu continuous security pozwala na ciągle monitorowanie i identyfikację zagrożeń oraz stosowanie odpowiednich zabezpieczeń. Skanery bezpieczeństwa dedykowane dla systemów przemysłowych pomagają identyfikować podatności i anomalie. Przykładowe ataki na systemy sterowania przemysłowego (ICS) to m.in. ataki typu Stuxnet, ransomware, DDoS, malware i man-in-the-middle. Bezpieczeństwo urządzeń i systemów OZE również wymaga uwagi w kontekście cyberbezpieczeństwa.

1. WSTĘP

Bezpieczeństwo cybernetyczne jest niezwykle ważne dla ochrony przedsiębiorstwa i jego systemów. W dzisiejszych czasach, gdzie coraz więcej urządzeń jest połączonych z siecią internetową, a procesy przemysłowe są coraz bardziej zautomatyzowane, zagrożenia związane z cyberbezpieczeństwem stają się coraz bardziej realne. Przemysłowy Internet Rzeczy (IIoT - Industrial internet of things) i automatyzacja procesów przemysłowych wprowadzają nowe wyzwania dla cyberbezpieczeństwa.

W tym kontekście, ochrona infrastruktury krytycznej staje się coraz bardziej istotna.

Ważnym zagadnieniem jest ciągle monitorowanie i identyfikowanie zagrożeń, a także stosowanie odpowiednich zabezpieczeń technicznych oraz organizacyjnych. Niektóre

z technik stosowanych w celu zabezpieczenia systemów przemysłowych to m.in. wirtualne sieci prywatne, skanery bezpieczeństwa, a także zastosowanie zasad least privilege oraz modelu zero trust.

Przemysłowy Internet Rzeczy wprowadza również nowe wyzwania w zakresie bezpieczeństwa urządzeń i systemów OZE. Bezpieczeństwo urządzeń i systemów OZE staje się coraz bardziej istotne, ponieważ w przypadku awarii tych systemów może dojść do poważnych konsekwencji ekologicznych.

Podsumowując, cyberbezpieczeństwo jest kluczowe dla ochrony przedsiębiorstwa i jego systemów. W dzisiejszych czasach, gdzie procesy przemysłowe są coraz bardziej zautomatyzowane, a urządzenia są coraz bardziej połączone z siecią internetową, zagrożenia związane z cyberbezpieczeństwem stają się coraz bardziej realne. Dlatego firma musi zadbać o odpowiednie zabezpieczenie swoich systemów, aby uniknąć nieprzyjemnych konsekwencji związanych z ich naruszeniem.

2. Ciągłe zapewnienie cyberbezpieczeństwa OZE w modelu continuous security

Wraz z rosnącą liczbą ataków cybernetycznych i coraz bardziej złożonymi zagrożeniami, firmy muszą podjąć wiele działań, aby zapewnić bezpieczeństwo swoim systemom informatycznym. W tym celu powstało wiele różnych modeli bezpieczeństwa, w tym także model continuous security, który stawia na ciągłe zapewnienie cyberbezpieczeństwa.

W ramach modelu continuous security, bezpieczeństwo systemów informatycznych jest zapewniane w sposób ciągły, a nie tylko podczas wdrożenia lub okresowej audytu. Dzięki temu modelowi firmy mogą szybko reagować na nowe zagrożenia i zapobiegać atakom cybernetycznym, zanim te spowodują poważne szkody.

W ramach modelu continuous security, ciągłe zapewnienie cyberbezpieczeństwa wymaga stałego monitorowania, identyfikowania i usuwania zagrożeń oraz stosowania odpowiednich zabezpieczeń. W tym celu wykorzystywane są różne narzędzia i metody, takie jak np. systemy wykrywania i reagowania na zagrożenia, regularne aktualizacje oprogramowania, szkolenia pracowników czy testy penetracyjne.

Jednym z kluczowych aspektów ciągłego zapewnienia cyberbezpieczeństwa jest również zastosowanie odpowiednich protokołów i standardów bezpieczeństwa. Wśród nich znajdują się np. protokół SSL/TLS, standardy PCI DSS czy ISO 27001. Ich zastosowanie pozwala na zabezpieczenie danych i systemów przed atakami cybernetycznymi oraz spełnienie wymogów regulacyjnych.

Podsumowując, ciągłe zapewnienie cyberbezpieczeństwa jest niezwykle istotne dla bezpieczeństwa przedsiębiorstwa. Model continuous security pozwala na ciągłe monitorowanie, identyfikowanie i usuwanie zagrożeń oraz stosowanie odpowiednich zabezpieczeń w czasie rzeczywistym. Wymaga to jednak zaangażowania całego zespołu IT, a także kultury bezpieczeństwa w całej organizacji.

Ważnym elementem ciągłego zapewnienia cyberbezpieczeństwa jest także regularne przeprowadzanie testów penetracyjnych, które pozwalają na identyfikację potencjalnych słabości w systemie. Testy te powinny być przeprowadzane przez zewnętrznych specjalistów, którzy posiadają odpowiednie narzędzia i wiedzę, aby znaleźć luki w zabezpieczeniach.

Jednak samo przeprowadzenie testów nie wystarczy, ważne jest także odpowiednie zarządzanie ryzykiem. Po przeprowadzeniu testów, należy opracować plan działań mających na celu zminimalizowanie potencjalnych zagrożeń oraz wdrożyć odpowiednie zabezpieczenia.

W ciągłym zapewnianiu cyberbezpieczeństwa niezbędne jest także szkolenie pracowników w zakresie bezpieczeństwa IT. Należy zapewnić im wiedzę i świadomość dotyczącą zagrożeń w cyberprzestrzeni oraz sposobów ochrony przed nimi.

3. Skanery bezpieczeństwa dedykowane dla ICS i sieci OT jako narzędzia identyfikacji podatności i anomalii

Coraz więcej przedsiębiorstw zaczyna zdawać sobie sprawę z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa swoim systemom i sieciom OT (Operational Technology). Jednym z kluczowych elementów w zapewnieniu bezpieczeństwa tych systemów jest identyfikacja podatności i anomalii. Skanery bezpieczeństwa są jednym z najbardziej skutecznych narzędzi, które mogą pomóc w identyfikacji tych problemów.

Skanery bezpieczeństwa dedykowane dla ICS (Industrial Control Systems) i sieci OT, to narzędzia stworzone specjalnie dla potrzeb tych systemów. Ich głównym celem jest skanowanie infrastruktury IT oraz urządzeń OT w celu zidentyfikowania podatności oraz innych potencjalnych zagrożeń. Skanery te wykorzystują różne techniki skanowania, takie jak skanowanie portów, testowanie zabezpieczeń i inne, aby zidentyfikować potencjalne luki w zabezpieczeniach.

Korzystanie z dedykowanych skanerów bezpieczeństwa ma wiele zalet. Po pierwsze, są one zaprojektowane z myślą o specyficznych potrzebach ICS i sieci OT, co oznacza, że mogą one skuteczniej identyfikować potencjalne zagrożenia w tych systemach. Po drugie, skanery te posiadają również wiedzę na temat specyficznych protokołów i aplikacji wykorzystywanych w systemach OT, co pozwala na dokładniejsze identyfikowanie podatności i anomalii.

Warto również podkreślić, że skanowanie infrastruktury IT oraz urządzeń OT powinno być przeprowadzane regularnie, aby zapewnić ciągłe monitorowanie i identyfikację zagrożeń. Skanery

bezpieczeństwa dedykowane dla ICS i sieci OT pozwalają na automatyzację tego procesu, co przyspiesza czas reakcji na potencjalne zagrożenia i minimalizuje ryzyko ataków.

4. Przykładowe ataki na ICS i możliwe zabezpieczenia techniczne

ICS (ang. Industrial Control System) to systemy sterowania przemysłowego, które kontrolują różne procesy w fabrykach, elektrowniach czy innych obiektach przemysłowych. Ze względu na swój charakter i złożoność, są one często celem ataków cybernetycznych. W tym rozdziale omówiono kilka przykładowych ataków na ICS oraz możliwe zabezpieczenia techniczne.

4.1 Atak typu Stuxnet

Jednym z najbardziej znanych ataków na ICS był atak Stuxnet, który miał miejsce w 2010 roku. Atak ten był skierowany przeciwko irańskiemu programowi nuklearnemu i miał na celu zniszczenie wirówek do wzbogacania uranu. Atakujący wykorzystali luki w zabezpieczeniach systemu SCADA (ang. Supervisory Control and Data Acquisition), aby zmienić ustawienia prędkości obrotowej wirówek i spowodować ich zniszczenie. Atak ten był szczególnie niebezpieczny, ponieważ urządzenia kontrolowane przez system SCADA są krytyczne dla bezpieczeństwa i stabilności całego systemu.

Aby zabezpieczyć się przed tego typu atakami, należy stosować zabezpieczenia techniczne, takie jak:

- Regularne aktualizacje systemów i oprogramowania, aby zapobiec wykorzystywaniu znanych luk w zabezpieczeniach.

- Segmentację sieci, aby ograniczyć ryzyko przenoszenia się ataku z jednego urządzenia na inne.
- Zastosowanie rozwiązań do wykrywania i zapobiegania atakom na poziomie aplikacji (ang. application-level attacks).

4.2 Atak typu Ransomware

Innym popularnym atakiem na ICS jest atak typu ransomware, który ma na celu zaszyfrowanie danych i żądanie okupu za ich odszyfrowanie. W przypadku ICS, atak taki może spowodować wyłączenie całego systemu i prowadzić do poważnych szkód w infrastrukturze krytycznej.

Aby zabezpieczyć się przed atakami typu ransomware, należy stosować zabezpieczenia techniczne, takie jak:

- Regularne tworzenie kopii zapasowych danych i ich przechowywanie w bezpiecznym miejscu.
- Zastosowanie oprogramowania antywirusowego oraz rozwiązań do wykrywania i blokowania ataków typu ransomware.

4.3 Atak typu DDoS

Atak typu DDoS (ang. Distributed Denial of Service) polega na zalewaniu serwera lub sieci dużej ilością żądań, co prowadzi do wyłączenia usługi dla użytkowników końcowych. W przypadku ICS, atak taki może spowodować poważne problemy w procesach przetwarzania, co może prowadzić do zatrzymania produkcji i ogromnych strat finansowych. Aby zapobiec atakom DDoS, można wykorzystać rozwiązania takie jak

firewalle, systemy detekcji i zapobiegania atakom DDoS, a także rozproszenie infrastruktury serwerowej.

4.4 Atak na ICS

Kolejnym przykładowym atakiem na ICS są ataki typu malware, w których cyberprzestępcy wprowadzają złośliwe oprogramowanie na urządzenia ICS. W ten sposób mogą przejąć kontrolę nad urządzeniem lub siecią i doprowadzić do poważnych problemów technicznych oraz bezpieczeństwa. Aby zapobiec atakom typu malware, konieczne jest stosowanie odpowiedniego oprogramowania antywirusowego i zapewnienie regularnych aktualizacji systemów i aplikacji.

4.5 Atak typu man-in-the-middle

Innym popularnym atakiem na ICS są ataki typu man-in-the-middle (MITM), w których atakujący przechwytuje komunikację pomiędzy dwoma urządzeniami ICS i zmienia przesyłane dane. Dzięki temu cyberprzestępcy mogą wprowadzać niepożądane zmiany w procesach przetwarzania lub wykradać poufne dane. Aby zapobiec atakom MITM, konieczne jest stosowanie szyfrowania komunikacji i regularne monitorowanie sieci w celu wykrycia niepożądanych aktywności.

5. Bezpieczeństwo urządzeń i systemów OZE w aspektach cyberbezpieczeństwa

Bezpieczeństwo urządzeń i systemów OZE jest ważnym zagadnieniem w kontekście cyberbezpieczeństwa. Wraz z rozwojem technologii, rozwijają się również zagrożenia, które mogą wpłynąć na działanie systemów OZE. Pierwszym krokiem w kierunku zapewnienia bezpieczeństwa systemów OZE jest zrozumienie zagrożeń, które mogą wystąpić w tym obszarze. Jednym z największych zagrożeń jest możliwość

przeprowadzenia ataku cybernetycznego na systemy sterowania i zarządzania urządzeniami OZE. Atak taki może spowodować zakłócenia w działaniu urządzeń OZE, a w skrajnych przypadkach może nawet doprowadzić do całkowitego zatrzymania produkcji energii.

Istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa systemów OZE odgrywają normy i standardy. Organizacje takie jak IEC (Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna) opracowują specjalne normy i standardy dotyczące bezpieczeństwa systemów OZE. Przykładem takiej normy jest IEC 62443, która dotyczy bezpieczeństwa systemów sterowania przemysłowego, w tym również systemów OZE.

W przypadku systemów OZE, ważną kwestią jest również zabezpieczenie danych. Systemy OZE generują wiele danych, które są przechowywane w systemach informatycznych. Bezpieczeństwo danych jest ważne nie tylko ze względów biznesowych, ale również z uwagi na ryzyko ich utraty lub uszkodzenia w wyniku ataku cybernetycznego.

6. PODSUMOWANIE

Współczesne systemy przemysłowe często wykorzystują rozwiązania z dziedziny OZE, takie jak panele słoneczne czy turbiny wiatrowe. Bezpieczeństwo tych urządzeń i systemów również jest kluczowe, a zagrożenia związane z cyberprzestępczością mogą prowadzić do awarii i niebezpiecznych sytuacji w procesach produkcyjnych. Warto także podkreślić, że współpraca i wymiana informacji między przedsiębiorstwami oraz z odpowiednimi organami rządowymi jest kluczowa dla zapewnienia skutecznej ochrony przed zagrożeniami cybernetycznymi. Ponadto, należy pamiętać o dychotomii pomiędzy zabezpieczaniem sieci komputerowych a sieciami pracującymi bezpośrednio z przemysłowymi układami i liniami technologicznymi. Wdrożenie dedykowanych narzędzi, takich jak skanery

bezpieczeństwa i systemy kontroli dostępu, może znacznie zwiększyć poziom bezpieczeństwa systemów OZE.

Nie można również zapominać o znaczeniu odpowiedniego szkolenia pracowników, aby zwiększyć ich świadomość na temat zagrożeń cybernetycznych i umożliwić im właściwe zachowanie w przypadku ataków. Podsumowując, cyberbezpieczeństwo jest nieodzownym elementem ochrony przedsiębiorstwa i jego systemów, a wdrożenie odpowiednich narzędzi i procedur może znacznie zwiększyć poziom bezpieczeństwa.

LITERATURA

- [1] Sven Schrecker, Hamed Soroush, Jesus Molina, Marcellus Buchheit, JP LeBlanc, Robert Martin, Frederick Hirsch, Andrew Ginter, Harsha Banavara, Shrinath Eswarahally - Infineon Technologies, Kaveri Raman, Andrew King, Qin-qing (Christine) Zhang, Peter MacKay, Brian Witten: Industrial Internet of Things Volume G4: Security Framework 2016
- [2] Nicolas Falliere, Liam O Murchu, Eric Chien: "W32.Stuxnet Dossier" https://www.wired.com/images_blogs/threat-level/2010/11/w32_stuxnet_dossier.pdf, Listopad 2010.

Safety of RES systems

Key words: Cybersecurity, IIOT, ICS, ransomware

Summary:

Cyber security in the context of the Industrial Internet of Things (IIoT) and automation of industrial processes is increasingly important. The introduction of the continuous security model allows for continuous monitoring and identification of threats and the use of appropriate safeguards. Security scanners dedicated

to industrial systems help identify vulnerabilities and anomalies. Examples of attacks against industrial control systems (ICS) include: Stuxnet, ransomware, DDoS, malware and man-in-the-middle attacks. The security of RES devices and systems also requires attention in the context of cybersecurity.

Adam Gajewski, Specjalista IT do spraw cyberbezpieczeństwa. Analityk SOC w Centrum Usług Bezpieczeństwa Emagu, adam.gajewski@emag.lukasiewicz.gov.pl

Artur Kozłowski, Dyrektor Instytutu Technik Innowacyjnych EMAG, artur.kozlowski@emag.lukasiewicz.gov.pl

Michał Chrobak, Ekspert ds. Cyberbezpieczeństwa. Kierownik działu FI Instytutu Technik Innowacyjnych EMAG, michal.chrobak@emag.lukasiewicz.gov.pl

Paweł Modzelewski, Lider zespołu cyberbezpieczeństwa, Audytor, pawel.modzelewski@emag.lukasiewicz.gov.pl

Badania EMC oraz RED

Michał Mitas

Słowa kluczowe: Ocena zgodności, badania EMC, badania RED, dyrektywa 2014/30/UE, dyrektywa 2014/53/EU

Streszczenie: Artykuł omawia badania EMC oraz RED w kontekście produktów związanych z instalacjami OZE.

1. WSTĘP

Instytut Łukasiewicz – EMAG jest częścią utworzonej 1 kwietnia 2019 roku Sieci Badawczej – Łukasiewicz zrzeszającej 22 instytuty badawcze zlokalizowane w 12 miastach Polski i prowadzącej działalność badawczo – rozwojową w kluczowych dla Polski dziedzinach gospodarki (inteligentna i czysta mobilność, transformacja cyfrowa, zdrowie, zrównoważona gospodarka i energia). Łukasiewicz – EMAG posiada w swojej strukturze szereg wyspecjalizowanych laboratoriów badawczych w tym te zajmujące się kompatybilnością elektromagnetyczną oraz zagadnieniami związanymi z gospodarowaniem widmem radiowym.

2. Opis wymagań w kontekście aparatury wykorzystywanej w OZE

Urządzenia stosowane w instalacjach OZE posiadające elementy elektroniczne (np. czujniki, diody, tranzystory, układy scalone, itp.) podlegają ocenie zgodności w myśl dyrektywy EMC 2014/30/UE. W przypadku zastosowania interfejsów radiowych (np. Wi-Fi, Bluetooth, LTE) wymagania te zawarte są w dyrektywie RED 2014/53/EU, która dodatkowo określa zasady współfunkcjonowania urządzeń telekomunikacyjnych wykorzystujących w swoim działaniu celową emisję elektromagnetyczną. Obowiązkiem producenta wyrobu wprowadzanego na rynek Unii Europejskiej jest odpowiednie oznakowanie produktu znakiem CE, wystawienie deklaracji WE oraz

zgromadzenie niezbędnych dowodów, potwierdzających zgodność urządzenia z wymaganiami dyrektywy. Wymagania EMC stawiane produktom elektronicznym użytkowanym w instalacjach OZE zależne są od miejsca wykorzystania i funkcjonalność urządzenia. Zakres badań radiowych RED uzależniony jest przede wszystkim od częstotliwości pracy nadajnika oraz rodzaju wykorzystywanego interfejsu.

3. Kompatybilność elektromagnetyczna EMC

Podmiot wprowadzający produkt na rynek zobowiązany jest do zadeklarowania minimalnej kompatybilności wyrobu. Badania EMC możemy podzielić ze względu na rodzaj wnikania zaburzeń na przewodzone i promieniowane. Instalacje OZE mogą wpływać na obiekty oddalone od nich od kilku metrów do wielu kilometrów. W przypadku projektowania złożonej instalacji należy mieć na uwadze, że zaburzenia mogą się wzmacniać, a ich intensywność w czasie będzie większa wraz ze wzrostem liczby urządzeń, tym samym spełnienie minimalnych wytycznych przez poszczególne elementy z osobna, może nie być wystarczające w kontekście ochrony innych obiektów znajdujących się w pobliżu. Łączenie ze sobą dwóch zgodnych produktów spełniających wymagania dyrektywy EMC może doprowadzić do powstania nowego produktu, który nie będzie spełniał wymagań. Zasadę tę w skrócie opisuje zależność $CE + CE \neq CE$.

Podstawowym wymaganiem jaki stawia dyrektywa EMC jest ograniczenie emisji elektromagnetycznej do poziomu umożliwiającego radiokomunikację innym urządzeniom znajdującym w okolicy. Wymagania te zależne są od środowiska pracy. Szczegółowe limity znajdują się w normach przedmiotowych. Dla wyrobów ogólnego stosowania podstawowymi normami są PN-EN IEC 61000-6-3 (środowisko mieszkalne) oraz PN-EN IEC 61000-6-4 (środowisko przemysłowe). Standardy te mogą być z powodzeniem wykorzystywane do potwierdzania

zgodności wyrobów dedykowanych dla instalacji OZE. Wyjątkiem są tutaj przetwornice DC/AC, dla których wyodrębniona została norma PN-EN 62920, która w zakresie emisji powołuje standard PN-EN 55011.

Kolejnym wymaganiem jest zagwarantowanie wyrobom minimalnej odporności na zakłócenia elektromagnetyczne. W rzeczywistych warunkach źródłami zaburzeń mogą być zjawiska pochodzenia naturalnego np. wyładowania elektrostatyczne, pioruny lub sztucznego np. stacje bazowe telefonii komórkowej, radary, domowe routery Wi-Fi, przenośne radiotelefony itd. Dla wyrobów ogólnego stosowania podstawowymi normami są PN-EN IEC 61000-6-1 (środowisko mieszkalne) oraz PN-EN IEC 61000-6-2 (środowisko przemysłowe). Standardy te zawierają w sobie podstawowe kryteria jakościowe wyrobu oraz informacje o zaburzeniach i ich wartościach. Szczególne wymagania dla przetwornic DC/AC zawarto w normie PN-EN 62920.

Ostatnim omawianym aspektem jest kwestia kompatybilności elektromagnetycznej własnej urzędzenia, czyli odporności urzędzenia na zaburzenia wytwarzane przez nie same. Poprawnie funkcjonujący produkt powinien działać niezależnie od emisji własnej. Ze względu na bliskość źródła emisji do elementów potencjalnie wrażliwych, możliwa jest sytuacja, w której obiekt będzie zakłócał sam siebie, nie powodując przy tym zakłóceń innych obiektów znajdujących się w pobliżu.

4. Urządzenia radiowe RED

Dla produktów wyposażonych w interfejsy radiowe, w tym interfejsy wyłącznie odbiorcze np. odbiorniki systemu nawigacji GPS, wymagane jest deklarowanie zgodności z dyrektywą RED 2014/53/EU. Podstawowymi zagadnieniami rozpatrywanymi w wyżej wymienionym dokumencie są ochrona zdrowia i bezpieczeństwa osób i zwierząt domowych, kompatybilność elektromagnetyczna oraz skuteczne wykorzystanie widma radiowego i jego efektywne wykorzystanie.

W szczególnych przypadkach np. dla interfejsów wykorzystujących pasmo licencjonowane (telefonii komórkowa – stacje bazowe, telefony komórkowe), niezbędne może być przeprowadzenie procesu potwierdzającego zgodność wyrobu przez jednostkę notyfikowaną. Dla powszechnych standardów radiowych krótkiego zasięgu, wystarczające jest zgromadzenie dowodów zgodności przez producenta urządzenia.

Szczegółowy zakres badań, których wykonanie prowadzi do domniemania zgodności z dyrektywą RED znajduje się w normach wydawanych przez organizację ETSI. Normy te dopasowane są do konkretnych standardów telekomunikacyjnych i wykorzystywanych pasm widma radiowego. Ze względu na fakt, iż standardy te odnoszą się głównie do urządzeń radiowych, mogą nie być wystarczającą podstawą do deklarowania zgodności dla urządzeń o złożonej funkcjonalności np. kontroler systemu OZE z funkcją bezprzewodowego transferu danych przez Wi-Fi. Dla takiego przypadku należy zastosować zestaw norm zharmonizowanych z dyrektywą RED oraz dodatkowo sięgnąć po dokumenty zharmonizowane z dyrektywą EMC.

5. Możliwości badawcze Łukasiewicz - EMAG

Laboratoria Łukasiewicz – EMAG mieszczą się w Katowicach (EMC + RED) oraz Białymstoku (EMC). Jednostka zlokalizowana w Województwie Śląskim specjalizuje się w badaniach urządzeń do wysokości 1,5 metra, mogących być dodatkowo wyposażonych w interfejsy radiowe. Oddział mieszczący się na Podlasiu posiada infrastrukturę umożliwiającą badania urządzeń o wymiarach do 2 metrów, zasilanych trójfazowo.

Centrum Badań i Certyfikacji Łukasiewicz - EMAG jest akredytowane przez Polskie Centrum Akredytacji w zakresie:

- Laboratorium Badawczego - akredytacja PCA AB 261
- Laboratorium Oceny Bezpieczeństwa Produktów Teleinformatycznych ITSEF - akredytacja PCA AB 1781

- Laboratorium Wzorcującego - akredytacja PCA AP 051
- Jednostki Certyfikującej Wyroby - akredytacja PCA AC 053

6. PODSUMOWANIE

Elektroniczne elementy składowe instalacji OZE podlegają ocenie zgodnie z dyrektywą EMC 2014/30/UE lub RED 2014/53/EU. W większości przypadków sposób i specyfika oceny nie odbiegają od innych typowych wyrobów elektronicznych. Za zgodność wyrobu z dyrektywą odpowiedzialny jest podmiot wprowadzający wyrób na rynek Unii Europejskiej, który zobligowany jest do zgromadzenia dowodów potwierdzających domniemanie zgodności swojego produktu z wytycznymi dyrektywy. Przykładowe wytyczne dla urządzeń elektronicznych pracujących w instalacjach OZE znajdują się w normach zharmonizowanych z dyrektywami. Stosowalność wyżej wymienionych standardów uzależniona jest od funkcjonalności wyrobu, jego przeznaczenia i miejsca pracy. Dla urządzeń wyposażonych w interfejsy radiowe dyrektywą nadrzędną jest dyrektywa RED zawierająca w sobie wymagania EMC.

REQUIREMENTS, RESEARCH PROCEDURES AND CERTIFICATION OF EXTENDED INDUSTRIAL INSTALLATIONS

Key words: Conformity assessment, EMC tests, RED tests, Directive 2014/30/EU, Directive 2014/53/EU

Summary. Article deal with EMC and RED research in the context of products related to renewable energy installations.

Michał Mitas, specjalista EMC i RED, e-mail: michal.mitas@emag.lukasiewicz.gov.pl;

Theoretical and methodological basics for the formation of strategies for the in- novative development of enterprises of life support of cities

Olena Dymchenko, Valentyna Smachylo, Olha Rudachenko,
Yana Hailo

Key words: enterprises of life support of cities (ELSC), management, strategy, innovations, services

Abstract: The research substantiates the prerequisites for developing a strategy for the innovative development of enterprises of life support of cities. The consequences of deformations and imbalances of state administration for the industry and branch enterprises are given. The structure and branches and features and management of water supply and sewerage enterprises are analyzed, which include property, organizational-management and financial-economic dependence and vulnerability to factors of external influence. The elements of the relevant environment, which determine the nature and effectiveness of management of the development of life support enterprises of cities, are proposed. The principal features of branch enterprises and the conditions determining their activity are highlighted. It has been proven that, on the basis of the above problems, the problem of the reform of the management and development of the ELSC becomes more important and requires close attention.

1. INTRODUCTION

The change of the political and economic system in Ukraine, as in other post-Soviet countries, was based on a change in the paradigm of public administration, the denationalization of management functions and the privatization of state objects. The reform of public administration was carried out without a well-founded general concept, according to a simplified version of

the ideas of the conceptual paradigm New Public Management (new public administration, hereinafter - NSU), which was taken as the basis for the modernization of public administration in about 30 countries [10]. The prerequisites for the use of NSU in the development of public administration reforms in developed countries were:

- too high budgetary expenditure of state functions;
- maintenance of the residual number of the apparatus and bureaucratic procedures that restrain development;
- the maturity and readiness of institutions of civil society and the private sector to perform certain state functions, provided that the strategic functions of state bodies are preserved.

However, these prerequisites were not typical obstacles in the development of NSU in Ukraine. The modern uncertainty of innovative development has become the main feature of the crisis of public administration. Instead of the expected globalization of state administration as the basis for the formation of a "cosmopolitan state", there is an increase in situational competition between states and different ways of life [1], which Ukraine was not ready for, due to the unevenness of innovative development.

2. LITERATURE SURVEY

A significant number of scientific works are devoted to the problems of life support enterprises of cities. The authors [2-3, 6] note the importance of the housing and communal services sector as the main life-sustaining sphere development of the city. Also, some achievements in the study of the activities of enterprises in the life support sphere are given in works [9, 11] and others. Issues related to the strategic development of these enterprises were also separately investigated [5, 7]. At the same time, questions regarding the formation of innovative development of enterprises in the sphere of life support of cities due to the war in Ukraine were not considered, which actualizes this research.

3. RESULTS

The state in which the state administration is located can be qualified as a socio-economic crisis or macroeconomic destabilization, which gives rise to an industry crisis and has a direct organic connection with the latter [8]. Evaluating the consequences of deformations and imbalances in state administration for the industry and industry enterprises, the following should be noted:

- a set of industry activity management centers, where forecasting, planning, determination and distribution of budget funding, control and coordination of internal and inter-industry relations took place, were deprived of their importance, unsuccessfully rebuilt or partially liquidated. The reduction of the state apparatus (structural units and the number of personnel) probably reduced the costs of its maintenance (and rather not), but a number of essential functions were not redistributed, but were lost. The professional continuity of managerial and professional skills has been violated, the formation of industry intelligence and the possibility of its development have been interrupted. The information and analytical functions of data collection and processing, accumulation of management methodical and practical experience, development of guiding, instructional and normative materials, methodical recommendations have been lost. Branch institutes for conducting research and development work, developing and implementing automatic control systems, designing and providing engineering and technical, innovative development adapted to local and industry conditions have been lost;

- the privatization of state-owned enterprises (which in developed countries made it possible to reduce the burden on the budget due to the involvement of business in the performance of socio-economic tasks) should mean for society a change in the executor and the source of its financing and did not involve the introduction of new additional budget payments for

traditional or artificially allocated social services (which has become a common practice for Ukraine) [4, 7];

- a large number of privatized enterprises did not ensure the transfer of responsibility for the preservation and further maintenance of the social sphere, which was previously dependent on them. As a result, utility enterprises received additional worn-out fixed assets, mostly without fulfilling the technical conditions regarding their operational qualities, but already without state guardianship of their condition;

- the creation of financial and industrial groups in the course of privatization took significant financial flows out of state control and reduced revenues to the budget, reducing state revenues and revenues of regional budgets;

- the deformation of the export-import policy led to the stoppage and loss of unique enterprises and entire sectors of the economy, left the possibility of developing one's own industry, in particular the development of small business (deprived the possibility of creating jobs and became an obstacle to solving the problem of employment and socio-economic development of society).

For enterprises in the industry, the loss of industry and the consequences of unmanaged privatization resulted in radical changes in the nature and structure of the market, a drop in consumption (sales), deprivation of funds for financing modernization of production and innovative development. In addition, the renewal of equipment (pump units, shut-off valves, electrical devices and components, hand tools, consumables) became the subject of imports. The reduction in the volumes of lifting, processing, supply and distribution of water and sewage disposal led to the formation of residues and the unjustified retention of a large part of assets, and as a result - to an increase in costs per conditional cubic meter of services, curtailment of capacities, violation of strategic schemes for ensuring economic security and industrial and economic reliability, loss of reserves of work in a special period. The list of negative facts and consequences of the crisis of state and branch management is much larger than

the given examples of branch complications. Organizational, economic and financial aspects of the shortcomings of modern management and measures to correct them in the future remain relevant issues of the formation of a new paradigm of state and branch management. What will it be like? This question is still rhetorical. But no matter what the organization of state administration will be in the end, no matter what functions the branch management will authorize, it is necessary to realize that urban life support enterprises are at the end of the hierarchical chain of management, and it is they who are responsible for the quality performance of their socio-economic mission - life support.

Any industrial or commercial enterprise operates in the conditions of the market environment, which determines the possibilities of the enterprise's use of material, labor, financial, natural, and social resources and affects the successful implementation of its products or services.

The structure of such a relevant environment according to the nature of its factors is conditionally divided into three groups - market, institutional, resource, which are manifested in the following:

- strategic positioning of the enterprise, commercial positions of other market participants, including consumers, their requirements and demand;
- the requirements of institutional bodies, the norms established by them and the procedure for conducting the activities of enterprises as market participants;
- technical and technological equipment, financial and economic potential of enterprises, availability of resources (in particular, sources of raw materials for production, often).

The organization of the enterprise's management system is formed under the influence of all three groups of factors that determine the degree of its freedom in planning and conducting production-economic and financial-economic activities, in particular, and freedom in the possibilities of using resources. It is

obvious that enterprises operating in a market environment operate in conditions of conflict of interests with other market participants and are forced to maneuver in search of compromises on the way to achieving their own goals. They must take into account commercial risks and are responsible for the quality of management decisions, the nature of which is determined by the production and technical potential, the interests of the enterprise, current legislation, consumer demand and the quality of the management system and methods.

Institutional bodies and their decisions, the legal nature of the laws of Ukraine, the procedure and amount of taxation, norms of economic regulation, including depreciation, etc., tariff rates, mandatory payments for the use of resources, customs duties, limits, norms of labor legislation, etc.) determine the procedure actions of enterprises on the market and are called to conduct a regulatory, socially oriented policy. Manipulating the interests of enterprises and society, they, in fact, exert "administrative influence" on the management of enterprises, coordinating the actions of all market participants and not always with the aim of optimizing it and observing the principle of equal opportunities.

Administrative influence, which disturbs the balance of interests of some enterprises in favor of others, leads to devastating consequences for enterprises whose main financial and economic indicators are dependent on the indicators of enterprises that have received better conditions.

The described precedents fully apply to ELSC, whose activities are currently under the negative administrative influence of institutions from the relevant environment. The number, structure, and interrelationships of institutions that form a relevant environment around ELSC represent a socio-economic field with a number of special qualities inherent in the specifics of enterprise activity. Only a simple enumeration of some of them gives an idea of their variety, the complexity of the mechanisms of interaction and influence on ELSC. Here are some of them, excluding

the institutions of the President and the Verkhovna Rada of Ukraine: the Ministry of Regional Development, Construction and Communal Services of Ukraine (hereinafter referred to as the Ministry of Regional Development), the State Committee for Regulatory Policy and Entrepreneurship, the State Fund for Regional Development, the National Commission for State regulation in the spheres of energy and communal services (NKRECP), the Antimonopoly Committee of Ukraine, the Ministry of Finance of Ukraine and the State Treasury, banking institutions, statistical offices, social protection institutions, tax administration, inspections of labor, sanitary hygiene, ecology, use of water supply sources, regional and local (territorial community) administrations, scientific and educational institutions, enterprises of the market environment, etc., collected in certain blocks, they are shown in Fig. 1.

The main sectoral features of the management of water supply and sewerage enterprises are property, organizational-management and financial-economic dependence and vulnerability to factors of external influence. Tariffs should be understood as the amount, terms of introduction and terms of existence.

Commenting on the content of blocks of the relevant sphere, it is necessary to note the following fundamental features of industry enterprises and the conditions that determine their activity:

- in the vast majority of ELSCs, they are communal, that is, they use, by the decision of local self-government bodies, a public

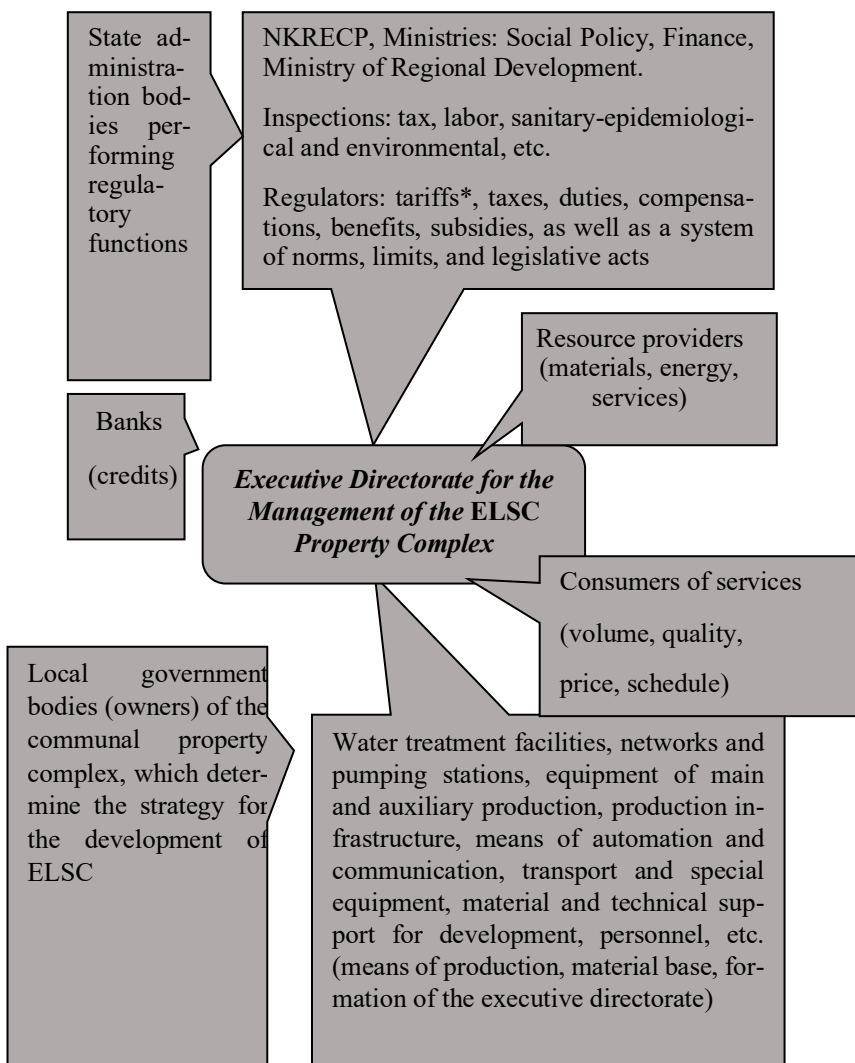


Fig. 1. Elements of the relevant environment, which determine the nature and effectiveness of management of ELSC

Źródło opracowanie własne

property complex without the right to dispose of it independently (the same applies to leased enterprises and those that are in concession);

– the management of the communal ELSC is entrusted to the executive directorate, the heads of which are appointed by local authorities;

- ELSC, in accordance with their mission, provide life support services to the population and enterprises of the region, which is covered by their sphere of activity;

– ELSC services must comply with sanitary, hygienic and environmental standards for the quality of drinking water and sewage;

– the volume and schedule of service provision must meet the needs of subscribers in compliance with critical requirements.

The features listed above have a decisive influence on the nature of the organization of production and management of a branch enterprise.

The strategy for the development of industry enterprises is to be determined by the Ministry of Regional Development, relying on state programs. Therefore, at the national level, the work of enterprises in the industry is determined by development programs. The implementation of the National Program for the Reform and Development of the Housing and Communal Economy for 2004–2010, as well as the National Program for the Reform and Development of the Housing and Communal Economy for 2009–2014, was accompanied by 100% underfunding and, in the end, implementation by 30%. The course of implementation of the National Target Program "Drinking Water of Ukraine" for 2006-2020 is also characterized by the same insufficient level of budget funding.

Accordingly, despite the declared measures designed to ensure financial and economic stability, industrial and economic reliability and prospective development, a significant number of industry enterprises are in a state of crisis.

Among the most significant industry problems, there was and remains the problem of inadequate tariff policy, the consequences of which are as follows: the simultaneous and disproportionate increase in tariffs for electricity and water supply and drainage services with a significant gap in time leads to the long-term use of inadequate tariffs by ELSC. As a result, the enterprise is deprived of the opportunity to receive income to cover expenses, and ELSC is forced to operate with incomplete amounts of working capital, which provokes an increase in payables. Deprived of current assets, enterprises apply for bank loans and complicate their financial situation by incurring onerous obligations, including bank interest.

With regard to housing and communal services, any locality can be considered as a market that is weakened (exhausted) by the rate of tariff growth ahead of population incomes. The payment burden on the specified market is created, in particular, by all enterprises in the field of providing communal services, because they serve almost one (common) subscriber base. Among them, in order of significance of the payment burden on the subscriber's budget, we name: gas supply and sales enterprises; electricity supply companies; heat energy enterprises; water supply and drainage enterprises.

In the technical and social sense, the services provided by gas and electricity supply companies differ from the services of water utilities in the technical possibility for non-payment of targeted termination of services to debtors without consequences for the rest of the subscribers. For HCWs that provide life support services, both technically and socially, termination of services is difficult due to a number of specific reasons.

It is also appropriate to emphasize that in one consumer market, the resource of electricity is sold to the population twice - directly in the form of electricity supply service and indirectly in the cost structure of the region's utility services (electricity occupies 30-40% of the cost of a cubic meter (m³) of water). Naturally, in such conditions, a change in the electricity tariff

should imply a simultaneous increase in the price of water supply and drainage services, automatically by an amount corresponding to the increase in energy prices. However, this does not happen, on the contrary, tariffs for PVCG are updated with a significant delay (several months). From a commercial point of view, such a delay is a method of conducting a competitive struggle, as it provides the possibility of greater collection of payments by other participants of the regional consumer market, while the subscriber's budget is not yet burdened by the new (with a delayed increase) tariff of the competitor company.

4. CONCLUSION

So, the commercial component of the basis of tariff regulation (its content) is as follows: in the tariff policy of ELSC there is no synchronization with changes in the electricity tariff (by the time of introduction, by the amount and inadequate term after its renewal). This makes it possible for energy companies to get better conditions for collecting payments.

In such conditions, the receivables of water supply and drainage enterprises preserve up to 80% of their current assets, provoking an increase in current debt (more than 70% of which is debt for electricity). Compensation of the deficit of working capital forces to maintain a significant amount of loans, in particular, long-term bank loans (at the level of 25% of all current liabilities), the interest on which constitutes direct commercial over-spends.

It is quite obvious that working in such conditions contributes to destructive processes and leads to the loss of the production and organizational potential of enterprises, keeps and increases their inadequacy to market requirements, distorts the market itself, provoking it to ignore the requirements established by contracts for services, which leads to insurmountable receivables and accounts payable. Thus, it was understood that on the basis of the above-mentioned problems, the problem of the reform of

the management and development of the PJM becomes more important and requires close attention.

REFERENCES

- [3] Barabashev A.H. Crisis of state management and its influence on basic administrative paradigms of state and bureaucracy. *Issues of state and municipal management*. 2016. No. 3. S. 163–194. (in Ukrainian).
- [4] Bezus V.O, Chykarenko I.A. Rozvytok zhytlovo-komunalnoho hospodarstva ta infrastruktury mista: theoretical-conceptual aspect. *Derzhavne upravlinnia ta mistseve samovriaduvannia*. No. 2. 2018. S. 137–141. (in Ukrainian).
- [5] Bizonych D.V. Finansovi resursy pidpriemstv zhytlovo-komunalnoho hospodarstva v umovakh detsentralizatsii suchasnoi Ukrainy. *Investytsii: praktyka ta dosvid*. 2021. No. 11. S. 90–97. (in Ukrainian).
- [6] Dymchenko O.V, Smachylo V.V, Rudachenko O.O, Khailo Ya. M. Problemy ta perspectivey povoiennoho rozvytku pidpriemstv sfery zhyttiezabezpechennia mist z urakhuvanniam pidpriemnytskoi skladovoi. *Biznes Inform*. 2023. No. 1. C. 108–115. (in Ukrainian).
- [7] Kachala T.M. *Zhytlovo-komunalne hospodarstvo v systemi miskoho kompleksu*. Kyiv: Naukova dumka. 2008. 416 p. (in Ukrainian).
- [8] Klebanova T.S, Dymchenko O.V, Rudachenko O.O. *Otsinka, analiz i poperedzhennia kryzovoho stanu pidpriemstv zhytlovo-komunalnoho hospodarstva : monohrafiia / Kharkiv. nats. un-t misk. hosp-va im. OM Beketova. Kharkiv : KhNUMH im. OM Beketova, 2016. 213 p.* (in Ukrainian).
- [9] Khailo Ya. M. *Metodolohichni osnovy pidpriemnytskoi stratehii miskoho komunalnoho kompleksu: monohrafiia / Ya. M. Khailo; Kharkiv. nats. un-t misk. hosp-va im. OM Beketova. Kharkiv : KhNUMH im. OM Beketova, 2023. 157 p.* (in Ukrainian).

- [10] Kutsenko T.M Teoretychni osnovy formuvannia stratehii innovatsiinoho rozvytku v konteksti intensyfikatsii innovatsiinykh protsesiv/ Marketynh i menedzhment innovatsii, 2012, No. 4 S.308-317. (in Ukrainian).
- [11] Lukianov V.I Analiz suchasnoho stanu ta tendentsii rozvytku zhytlovo-komunalnoho hospodarstva rehioniv Ukrainy. Economic problems. No. 4. 2017. S. 206–211. (in Ukrainian).
- [12] Misiura V. Ya. Servisna sutnist derzhavnoi polityky yak osnova modernizatsii derzhavnoho upravlinnia. Derzhavne upravlinnia: udoskonalennia i rozvytok. 2015. No. 12. (in Ukrainian).
- [13] Voit D.S, Topchii O.O. Ekonomika ta derzhava. No. 5. 2020. S. 127–132. (in Ukrainian).

***THEORETICAL AND METHODOLOGICAL BASICS FOR
THE FORMATION OF STRATEGIES FOR THE INNO-
VATIVE DEVELOPMENT OF CITY LIVING ENTER-
PRISES***

Key words: enterprises of life support of cities (ELSC), management, strategy, innovations, services

Summary. The research substantiates the prerequisites for developing a strategy for the innovative development of urban life support enterprises. The consequences of deformations and imbalances of state administration for the industry and branch enterprises are given. The main sectoral features of the management of water supply and sewerage enterprises are analyzed, which include property, organizational-management and financial-economic dependence and vulnerability to factors of external influence. The elements of the relevant environment, which determine the nature and effectiveness of management of the development of life support enterprises of cities, are proposed.

The principal features of industry enterprises and the conditions determining their activity are highlighted. It has been proven that, on the basis of the above problems, the problem of the reform of the management and development of the ELSC becomes more important and requires close attention.

Olena Dymchenko,

Dr.Sc.Ec, Professor,

Head of the Department of Entrepreneurship and Business Administration,

OM Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv,

dymchenkoov@gmail.com

Smachylo Valentyna,

Dr.Sc.Ec, professor at Department of Entrepreneurship and Business Administration,

OM Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv,

miroslava.valya@gmail.com

Olha Rudachenko,

Dr.Sc.Ec, assistant professor at Department of Entrepreneurship and Business Administration,

OM Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv,

polkin87@ukr.net

Yana Hailo,

PhD, assistant professor at the Department of Entrepreneurship and Business Administration,

OM Beketov National University of Urban Economy in
Kharkiv

Wpływ cyfryzacji i inteligentnych sieci na magazynowanie i dystrybucję energii odnawialnej

dr Przemysław Jura

Słowa kluczowe: sztuczna inteligencja, magazynowanie energii, energia odnawialna

Streszczenie: W ostatnich latach, sektor energetyczny przechodzi rewolucję dzięki cyfryzacji i inteligentnym sieciom energetycznym. Technologie takie jak uczenie maszynowe i sztuczna inteligencja (AI) umożliwiają lepsze zarządzanie energią odnawialną. Prognozowanie produkcji energii, optymalizacja magazynowania, dystrybucja energii i integracja z rynkami energii są głównymi obszarami zastosowań. Wyzwania obejmują bezpieczeństwo danych, standaryzację systemów oraz konieczność inwestycji. Perspektywy obejmują pełniejsze wykorzystanie OZE, zwiększenie stabilności systemu energetycznego i wspieranie zrównoważonego rozwoju.

Wstęp

W ostatnich latach, sektor energetyczny stoi na progu rewolucji, napędzanej postępowaniem w dziedzinie cyfryzacji i rozwoju inteligentnych sieci energetycznych. Te przełomowe zmiany zrewolucjonizowały tradycyjne podejścia do produkcji, magazynowania, dystrybucji i konsumpcji energii, otwierając nowe horyzonty dla efektywności i zrównoważonego rozwoju. Kluczowym katalizatorem tej transformacji są nowoczesne technologie informatyczne, takie jak uczenie maszynowe i sztuczna inteligencja (AI), które wywierają znaczący wpływ na optymalizację procesów energetycznych, zwłaszcza w kontekście rosnącego

udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w globalnym miesie energetycznym.⁵

Rosnąca świadomość problemów środowiskowych i konieczność redukcji emisji gazów cieplarnianych skłaniają świat do poszukiwania zrównoważonych rozwiązań w produkcji energii. OZE, takie jak energia słoneczna, wiatrowa czy hydroenergetyczna, stają się nie tylko alternatywą dla tradycyjnych paliw kopalnych, ale również kluczowym elementem strategii energetycznych na całym świecie. W tym dynamicznie zmieniającym się krajobrazie, cyfryzacja i inteligentne sieci energetyczne odgrywają zasadniczą rolę w zapewnieniu, że energia odnawialna może być wykorzystywana jak najbardziej efektywnie, co umożliwia jej integrację z istniejącymi systemami energetycznymi w sposób stabilny i niezawodny.

Niniejszy artykuł ma na celu podsumowanie analizy, w jaki sposób postęp w dziedzinie cyfryzacji i technologii informatycznych, zwłaszcza uczenie maszynowe i AI, przyczynia się do lepszego zarządzania magazynowaniem i dystrybucją energii odnawialnej. Warto przyjrzeć się, jak te nowoczesne narzędzia umożliwiają dokładniejsze prognozowanie produkcji energii z OZE, optymalizację pracy magazynów energii oraz efektywniejsze i bardziej zrównoważone zarządzanie przepływami energii w sieciach energetycznych. Istotne jest także przedstawienie potencjału, jaki technologie te oferują dla przyszłości energetyki, a także wyzwań i możliwości, które niosą ze sobą dla sektora OZE i dążenia do zrównoważonego rozwoju na skalę globalną.

⁵ J. Huang, "Artificial intelligence for planning of energy and waste management", Sustainable Energy Technologies and Assessments, nr 47, 2021

Cyfryzacja w energetyce

Cyfryzacja przemysłu energetycznego obejmuje zastosowanie zaawansowanych technologii informatycznych do gromadzenia, przetwarzania i analizy danych na dużą skalę. W sektorze energetycznym oznacza to monitorowanie i zarządzanie przepływem energii w czasie rzeczywistym, optymalizację produkcji i zużycia energii oraz poprawę efektywności operacyjnej i niezawodności sieci energetycznej.⁶

Inteligentne sieci energetyczne (smart grids) wykorzystują cyfryzację do lepszego zarządzania i automatyzacji sieci energetycznej. Są wyposażone w zaawansowane systemy pomiarowe, sensory i sterowniki, które umożliwiają dwukierunkową komunikację między dostawcami energii a jej konsumentami. To pozwala na bardziej elastyczne i efektywne zarządzanie zasobami energetycznymi, w tym z OZE, oraz na optymalizację magazynowania energii.

Uczenie maszynowe i AI w zarządzaniu energią odnawialną

Uczenie maszynowe i AI mają kluczowe znaczenie w przewidywaniu produkcji energii z OZE, co jest niezbędne dla efektywnego magazynowania i dystrybucji energii. Algorytmy uczenia maszynowego mogą analizować duże zbiory danych, w tym warunki pogodowe i historyczną produkcję energii, aby dokładnie prognozować przyszłą produkcję. Te prognozy umożliwiają operatorom sieci lepsze planowanie magazynowania nadwyżek energii i jej dystrybucji.⁷

⁶ R. Stevens, V. Taylor, J. Nichols, A. Maccabe, K. Yelick, D. Brown, "AI for Science: Report on the Department of Energy (DOE) Town Halls on Artificial Intelligence (AI) for Science", Argonne National Lab., 2020

⁷ L. Jung-Pin, C. Yu-Ming, C. Chieh-Huang, P. Ping-Feng, "A Survey of Machine Learning Model in Renewable Energy Predictions", Machine Learning for Energy Forecasting, 2020

Zauważyć można ogromny potencjał i niezliczone korzyści płynące z zastosowania tych technologii w zarządzaniu energią odnawialną. W dzisiejszych czasach, gdy świat zmierza ku równoważonej przyszłości energetycznej, uczenie maszynowe i AI stają się kluczowymi narzędziami, które umożliwiają nam maksymalizację efektywności wykorzystania OZE.

Centralną rolą AI i uczenia maszynowego w zarządzaniu energią odnawialną jest zdolność do przewidywania produkcji energii. OZE, takie jak energia słoneczna i wiatrowa, charakteryzują się znaczną zmiennością, która wynika bezpośrednio z warunków atmosferycznych. Dzięki zaawansowanym algorytmom, możemy analizować gigantyczne zbiory danych, które obejmują zarówno aktualne warunki pogodowe, jak i historyczne dane produkcyjne, aby z niezwykłą dokładnością przewidywać przyszłą produkcję energii.

Prognozowanie produkcji energii

Algorytmy uczenia maszynowego wykorzystujące modele regresyjne, sieci neuronowe oraz głębokie uczenie są w stanie przewidzieć produkcję energii z OZE z imponującą precyzją. Te prognozy są niezbędne dla operatorów sieci, umożliwiając im planowanie magazynowania nadwyżek energii oraz jej efektywnej dystrybucji.

Efektywne magazynowanie i dystrybucja energii z OZE wymaga zrozumienia, kiedy i w jakich ilościach nadwyżki energii będą dostępne. Uczenie maszynowe i AI pozwalają na dynamiczne zarządzanie magazynami energii, automatycznie decydując o najlepszym czasie na magazynowanie lub uwalnianie zgromadzonej energii. Dzięki tym technologiom, możliwe staje się maksymalne wykorzystanie energii odnawialnej, nawet w sytuacjach, gdy produkcja znacząco przewyższa bieżące zapotrzebowanie.

Przykładem zastosowania jest system zarządzania energią wykorzystujący uczenie maszynowe do optymalizacji wykorzystania baterii magazynujących energię w dni, kiedy prognoza wskazuje na wysoką produkcję energii słonecznej. Algorytm może zdecydować o ładowaniu baterii w okresach nadprodukcji, a następnie wykorzystywaniu zgromadzonej energii w godzinach szczytu, kiedy energia z sieci jest droższa lub gdy produkcja OZE jest niższa.

Biorąc pod uwagę szybki rozwój technologii AI i uczenia maszynowego, możemy spodziewać się jeszcze większej efektywności w prognozowaniu i zarządzaniu energią odnawialną. Przyszłe algorytmy będą w stanie uwzględniać jeszcze więcej zmiennych, w tym dynamiczne ceny energii, zapotrzebowanie konsumentów, a nawet politykę energetyczną, co pozwoli na jeszcze bardziej zintegrowane i optymalne wykorzystanie OZE. Podsumowując, można stwierdzić, iż zastosowanie uczenia maszynowego i AI w zarządzaniu energią odnawialną otwiera nowe możliwości dla sektora OZE, pozwalając na bardziej efektywne wykorzystanie zasobów naturalnych i przyczyniając się do zrównoważonej przyszłości energetycznej. Można uzyskać przekonanie, że innowacje te będą miały kluczowe znaczenie dla przyszłości zarządzania energią na świecie, umożliwiając pełniejsze wykorzystanie potencjału energii odnawialnej.

Optymalizacja magazynowania energii

Jednym z kluczowych obszarów, w których jest obserwowany dynamiczny rozwój i znaczące postępy, jest optymalizacja magazynowania energii.⁸ Cyfryzacja i inteligentne technologie rewolucjonizują zarządzanie magazynami energii, takimi jak

⁸ S. Ould Amrouche, D. Rekioua, T. Rekioua, S. Bacha "Overview of energy storage in renewable energy systems", International Journal of Hydrogen Energy nr 41, 2016

baterie litowo-jonowe czy magazyny ciepłne, otwierając nowe możliwości dla zwiększenia efektywności energetycznej i redukcji kosztów operacyjnych. Inteligentne algorytmy mogą decydować o optymalnych momentach ładowania i rozładowania magazynów energii, bazując na aktualnym popycie, cenach energii oraz dostępności zasobów OZE. To pozwala na zwiększenie efektywności wykorzystania energii odnawialnej i obniżenie kosztów operacyjnych.

Magazyny energii pełnią kluczową rolę w integracji OZE z systemem energetycznym, umożliwiając przechowywanie energii wyprodukowanej

w okresach nadwyżki i jej wykorzystanie w momencie wzmożonego zapotrzebowania. W kontekście zmiennych warunków produkcji energii z OZE oraz fluktuacji cen na rynku energii, zdolność do optymalnego zarządzania momentami ładowania i rozładowania magazynów staje się niezbędna dla optymalizacji strat energii oraz obniżenia kosztów operacyjnych dla zarówno producentów, jak i konsumentów energii. Inteligentne zarządzanie magazynami energii umożliwi bardziej elastyczne i zrównoważone wykorzystanie zasobów energetycznych, co jest kluczowe w kontekście rosnących wymagań dotyczących efektywności energetycznej i redukcji emisji dwutlenku węgla. Dodatkowo, rozwój technologii IoT (Internetu Rzeczy) i ulepszonych interfejsów komunikacyjnych pomiędzy urządzeniami umożliwi jeszcze lepszą synchronizację między produkcją a konsumpcją energii. Dzięki temu magazyny energii będą mogły jeszcze efektywniej wspierać sieci energetyczne, zarówno w skali mikro, jak i makro, przyczyniając się do stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii.⁹

⁹ A. Ali-Ali, „Internet of Things Role in the Renewable Energy Resources”, Energy Procedia nr 100, 2016

Wreszcie, kluczowe będzie również skupienie się na aspektach etycznych i bezpieczeństwa danych. W miarę jak sektor energetyczny staje się coraz bardziej z informatyzowany i oparty na danych, ochrona tych danych przed nieautoryzowanym dostępem lub atakami cybernetycznymi będzie miała zasadnicze znaczenie dla ochrony prywatności konsumentów oraz zapewnienia ciągłości działania systemów energetycznych.

Podsumowując, można stwierdzić, iż przyszłość zarządzania energią odnawialną i magazynowaniem energii leży w dalszej cyfryzacji i wykorzystaniu zaawansowanych technologii informatycznych. Integracja uczenia maszynowego, AI oraz innych nowoczesnych rozwiązań technologicznych w systemach magazynowania energii oferuje obiecujące perspektywy dla zwiększenia efektywności, redukcji kosztów oraz wspierania globalnych działań na rzecz zrównoważonego rozwoju i walki ze zmianami klimatycznymi. Rozwój tych technologii wymaga jednak ciągłych badań, inwestycji oraz współpracy między różnymi sektorami i dyscyplinami, aby w pełni wykorzystać ich potencjał w przyszłych systemach energetycznych.

Przykładowy scenariusz funkcjonowania systemu zarządzania energią

W celu zilustrowania, jak funkcjonuje zastosowanie uczenia maszynowego i AI w zarządzaniu energią odnawialną, można posłużyć się przykładowym scenariuszem systemu zarządzania energią dla farmy słonecznej połączonej z magazynem baterii, opierając się na danych liczbowych.

Scenariusz

Załóżmy, że mamy farmę słoneczną o mocy 10 MW (megawatów) i magazyn baterii o pojemności 5 MWh (megawatogodzin). Cena energii elektrycznej z sieci zmienia się w ciągu dnia i jest najwyższa w godzinach szczytu (np. od 17:00 do 21:00), osiągając 0.15 USD za kWh (kilowatogodzinę), podczas gdy

w pozostałych godzinach cena spada do 0.05 USD za kWh. Nasz system zarządzania energią wykorzystuje uczenie maszynowe do przewidywania produkcji energii słonecznej oraz popytu i cen energii w sieci.

Dzień z wysoką produkcją energii słonecznej

Prognoza produkcji: Algorytm przewiduje, że dzięki sprzyjającym warunkom pogodowym produkcja energii słonecznej w ciągu dnia wyniesie 8 MWh.

Prognoza zapotrzebowania: Zapotrzebowanie na energię w godzinach szczytu, kiedy energia z sieci jest najdroższa, wynosi 7 MWh.

Decyzja algorytmu: Na podstawie prognoz algorytm decyduje o ładowaniu magazynu baterii energią wyprodukowaną nadmiarowo w ciągu dnia, do pełnej pojemności 5 MWh, gdy energia jest produkowana taniej (koszt produkcji energii słonecznej jest zmienny, ale znacznie niższy, przyjmijmy średnio 0.03 USD za kWh).

Wykorzystanie energii z magazynu w godzinach szczytu: W godzinach szczytu, kiedy cena energii z sieci wynosi 0.15 USD za kWh, algorytm inicjuje rozładowanie magazynu baterii, aby zaspokoić zapotrzebowanie na energię, unikając zakupu drogiej energii z sieci.

Korzyści finansowe

Koszt energii zakupionej z sieci w godzinach szczytu bez wykorzystania magazynu: $7 \text{ MWh} * 0.15 \text{ USD/kWh} = 1050 \text{ USD}$

Koszt produkcji i magazynowania energii słonecznej: $8 \text{ MWh} * 0.03 \text{ USD/kWh} = 240 \text{ USD}$

Oszczędności: Oszczędności wynikające z uniknięcia zakupu energii z sieci w godzinach szczytu (1050 USD) minus koszt produkcji i magazynowania energii słonecznej (240 USD) = 810 USD

Podsumowując można stwierdzić, iż ten prosty przykład ilustruje, jak inteligentne algorytmy mogą optymalizować

wykorzystanie magazynów energii w celu maksymalizacji korzyści finansowych i efektywności energetycznej. Uczenie maszynowe pozwala na dokładne przewidywanie produkcji energii słonecznej i popytu na energię, co umożliwi podejmowanie informowanych decyzji o magazynowaniu nadwyżek produkcji oraz jej wykorzystywaniu w najbardziej opłacalny sposób. To tylko jeden z wielu przykładów pokazujących potencjał AI i uczenia maszynowego w przemyśle OZE, otwierający drogę do bardziej zrównoważonej i efektywnej przyszłości energetycznej.

Integracja z rynkami energii

W kontekście dynamicznie rozwijającej się cyfryzacji oraz postępującej ewolucji inteligentnych sieci energetycznych, jednym z kluczowych aspektów, na który zwraca się uwagę, jest efektywna integracja odnawialnych źródeł energii (OZE) z rynkami energii. Wykorzystanie nowoczesnych technologii informatycznych, a w szczególności systemów opartych na sztucznej inteligencji (AI), otwiera przed sektorem OZE nowe możliwości nie tylko w kontekście zarządzania produkcją i dystrybucją energii, ale również w zakresie optymalizacji handlu nadwyżkami energii.¹⁰ Ta ewolucja jest nie tylko odpowiedzią na potrzeby związane z rosnącym udziałem OZE w miksie energetycznym, ale również krokiem w stronę zwiększenia rentowności inwestycji w zieloną energię oraz zapewnienia stabilności finansowej całego sektora energetycznego. Istotnymi aspektami integracji z rynkami energii są:

1. Automatyzacja handlu energią

Systemy AI, dzięki swojej zdolności do analizy dużych zbiorów danych

10 A. Kaab, M. Sharifi, H. Mobli, A. Nabavi-Pelesaraci, K. Chau, "Combined life cycle assessment and artificial intelligence for prediction of output energy and environmental impacts of sugarcane production

i uczenia się z historii, mogą precyzyjnie prognozować krótkoterminowe fluktuacje cen energii na rynkach. Te prognozy, połączone z bieżącymi danymi dotyczącymi produkcji energii z OZE oraz zapotrzebowania na rynku, umożliwiają automatyczne handlowanie nadwyżkami energii. Oznacza to, że systemy AI mogą w czasie rzeczywistym podejmować decyzje o sprzedaży nadwyżek energii w momencie, gdy ceny na rynku są najkorzystniejsze, zwiększając tym samym rentowność operacji.

2. Stabilność finansowa sektora

Efektywne zarządzanie handlem energią z OZE na rynkach energii ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia stabilności finansowej całego sektora. Poprzez automatyzację procesu i optymalizację decyzji handlowych, producenci energii odnawialnej mogą lepiej przewidywać swoje przychody, minimalizując ryzyko związane ze zmiennością cen energii. Dodatkowo, integracja z rynkami energii przyczynia się do lepszego balansowania podaży i popytu na rynku, co jest kluczowe w kontekście rosnącej penetracji OZE i związanych z nią wyzwań dotyczących stabilności sieci energetycznej.¹¹

3. Korzyści dla konsumentów i systemu energetycznego

Oprócz korzyści dla producentów energii, efektywna integracja OZE z rynkami energii ma również pozytywny wpływ na konsumentów i cały system energetyczny. Optymalizacja handlu energią może przyczynić się do obniżenia cen energii dla odbiorców końcowych oraz do większej stabilności cen w dłuższej perspektywie. Ponadto, lepsze wykorzystanie nadwyżek energii odnawialnej zwiększa ogólną efektywność systemu energetycznego i przyczynia się do redukcji emisji gazów cieplarnianych,

¹¹ T. Ramadoss(1), Hilaal Alam, R.Seeram, "Artificial Intelligence and Internet of Things enabled Circular economy", The International Journal of Engineering and Science (IJES) nr 7, 2018

wspierając tym samym globalne cele związane z ochroną klimatu.

Podsumowując można stwierdzić, iż integracja odnawialnych źródeł energii z rynkami energii, wspierana przez cyfryzację i inteligentne sieci energetyczne, jest fundamentem dla zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego. Wykorzystanie systemów AI do automatyzacji handlu nadwyżkami energii otwiera nowe możliwości dla zwiększenia rentowności inwestycji w OZE, zapewniając jednocześnie stabilność finansową sektora

i przyczyniając się do efektywniejszego zarządzania zasobami energetycznymi. W kontekście rosnących wymagań dotyczących zrównoważonego rozwoju i redukcji emisji szkodliwych gazów, integracja ta odgrywa kluczową rolę w kształtowaniu przyszłości globalnego systemu energetycznego.

Przykładowe zastosowania

Automatyczne sterowanie magazynami energii: Inteligentne algorytmy zarządzają ładowaniem i rozładowaniem magazynów energii w oparciu o prognozowaną produkcję OZE, zapotrzebowanie na energię oraz ceny energii na rynku.

Optymalizacja mikrosieci: W lokalnych sieciach energetycznych, łączących różne źródła OZE i magazyny energii, AI umożliwia dynamiczne zarządzanie przepływami energii, zwiększając niezawodność i efektywność sieci.

Predykcja produkcji i zapotrzebowania: Algorytmy uczenia maszynowego analizują historyczne dane i bieżące warunki, aby przewidywać produkcję energii z OZE i zapotrzebowanie na energię, umożliwiając lepsze planowanie i zarządzanie siecią.

Wyzwania i perspektywy

Transformacja sektora energetycznego w kierunku zwiększonego wykorzystania cyfryzacji i inteligentnych sieci jest procesem pełnym wyzwań, ale jednocześnie otwiera przed nami obiecujące perspektywy. Rozwój i wdrażanie nowoczesnych technologii informatycznych, takich jak uczenie maszynowe i sztuczna inteligencja (AI), w magazynowaniu i dystrybucji energii odnawialnej, stanowi fundament dla przyszłości zrównoważonego systemu energetycznego. Jednakże, aby te innowacje mogły zostać skutecznie zintegrowane na szeroką skalę, sektor energetyczny musi najpierw sprostać szeregowi wyzwań, w tym:

1. Bezpieczeństwo danych

W dobie rosnącej cyfryzacji sektora energetycznego, bezpieczeństwo danych staje się kluczowym wyzwaniem. Systemy energetyczne, które coraz częściej polegają na wymianie danych w czasie rzeczywistym, stają się podatne na cyberataki. Zagrożenie to dotyczy zarówno danych operacyjnych, jak i prywatnych informacji konsumentów. Rozwój skutecznych mechanizmów ochrony danych oraz systemów zapewniających ciągłość działania w przypadku ataków jest niezbędny dla utrzymania stabilności i bezpieczeństwa energetycznego.

2. Potrzeba standaryzacji i integracji systemów

Integracja nowych technologii z istniejącą infrastrukturą energetyczną wymaga standaryzacji protokołów i interfejsów. Brak jednolitych standardów może utrudniać lub nawet uniemożliwiać efektywną współpracę między różnymi systemami i urządzeniami. Praca nad międzynarodowymi standardami, które ułatwiają integrację i komunikację między systemami, jest kluczowa dla osiągnięcia pełni korzyści płynących z cyfryzacji.

3. Inwestycje w nowe technologie

Transformacja sektora energetycznego w kierunku wykorzystania inteligentnych sieci i technologii AI wymaga znaczących inwestycji. Modernizacja infrastruktury, rozwój nowych

systemów zarządzania oraz szkolenie pracowników to tylko niektóre z obszarów, które wymagają zaangażowania finansowego. Uzyskanie wsparcia politycznego i ekonomicznego, zarówno na poziomie krajowym, jak i międzynarodowym, jest niezbędne dla skutecznego wdrożenia tych innowacji.¹²

Pomimo tych wyzwań, przyszłość cyfryzacji i inteligentnych sieci w sektorze energetycznym rysuje się w jasnych barwach. Rozwój tych technologii ma potencjał do całkowitego przekształcenia sposobu, w jaki energia jest produkowana, magazynowana, dystrybuowana i zużywana, otwierając drogę do osiągnięcia globalnych celów związanych z redukcją emisji i promowaniem zrównoważonego rozwoju. Perspektywy rozwoju cyfryzacji

i inteligentnych sieci w sektorze energetycznym:

1. Pełniejsze wykorzystanie OZE

Zaawansowane systemy zarządzania i inteligentne sieci umożliwiają lepsze wykorzystanie energii odnawialnej, minimalizując straty i maksymalizując efektywność. Dzięki temu możliwe staje się znaczne zmniejszenie zależności od paliw kopalnych i zmniejszenie śladu węglowego sektora energetycznego.

2. Zwiększenie stabilności i niezawodności systemu energetycznego

Inteligentne sieci, wspierane przez AI, mogą w znacznym stopniu przyczynić się do zwiększenia stabilności i niezawodności dostaw energii. Poprzez precyzyjne prognozowanie i optymalizację przepływów energii, możliwe jest lepsze zarządzanie

¹² X. Yang, Z. Luo, Z. Huang, Y. Zhao, Z. Xue, Y. Wang, W. Liu, S. Liu, H. Zhang, K. Xu, S. Dou, J. Xu, W. Hu, Y. Deng, "Development Status and Prospects of Artificial Intelligence in the Field of Energy Conversion Materials", *Front. Energy Res.* nr 8, 2020

fluktuacjami w produkcji i zapotrzebowaniu, co jest kluczowe w kontekście rosnącej penetracji OZE.¹³

3. Wspieranie zrównoważonego rozwoju

Cyfryzacja i inteligentne sieci energetyczne są nie tylko odpowiedzią na potrzeby sektora energetycznego, ale również ważnym elementem strategii na rzecz zrównoważonego rozwoju. Poprzez efektywniejsze wykorzystanie zasobów, zmniejszenie emisji i promowanie energii odnawialnej, przyczyniają się one do budowania przyszłości, w której energia jest dostępna, czyta i zrównoważona dla wszystkich.

Reasumując tę część rozważań, można stwierdzić, iż rozwój cyfryzacji i inteligentnych sieci w sektorze energetycznym niesie ze sobą wyzwania, ale także otwiera szerokie perspektywy na przyszłość. Inwestycje w nowe technologie, współpraca międzynarodowa oraz ciągłe dążenie do innowacji są kluczowe dla pełnego wykorzystania potencjału tych rozwiązań. Jako ekspert w dziedzinie OZE oraz AI, jestem przekonany, że stoją przed nami obiecujące czasy, w których technologia będzie służyć zrównoważonemu i efektywnemu wykorzystaniu zasobów energetycznych naszej planety.

Podsumowanie

Cyfryzacja i ewolucja inteligentnych sieci energetycznych, wspomagane przez zaawansowane technologie takie jak uczenie maszynowe i sztuczna inteligencja, rewolucjonizują sektor energii odnawialnej. Integracja tych innowacyjnych rozwiązań otwiera drzwi do bardziej zrównoważonej i efektywnej przyszłości energetycznej, umożliwiając skuteczniejsze

¹³ S. Divya, S. Panda, S. Hajra, R. Jeyaraj, A. Paul, S. H. Park, H. J. Kim, T.H. Oh, „Smart data processing for energy harvesting systems using artificial intelligence”, Nano Energy nr 106, 2023

wykorzystanie zasobów OZE oraz zoptymalizowane zarządzanie magazynowaniem i dystrybucją energii.

Przez automatyzację i inteligentną analizę danych, uczenie maszynowe i AI umożliwiają precyzyjne prognozowanie produkcji i zapotrzebowania na energię, co jest kluczowe dla efektywnego planowania i optymalizacji przepływów energii. Dzięki tym technologiom, możliwe jest znaczące zmniejszenie strat energii, optymalizacja czasu ładowania i rozładowania magazynów energii oraz dynamiczne dostosowywanie do zmieniających się warunków rynkowych i pogodowych.

Ponadto, inteligentne sieci energetyczne zapewniają fundament dla integracji rozproszonych źródeł energii odnawialnej, promując decentralizację produkcji energii i zwiększając odporność systemów energetycznych. Wspierają one również inicjatywy związane z redukcją emisji gazów cieplarnianych, przyczyniając się do globalnych starań na rzecz walki ze zmianami klimatycznymi i promowania zrównoważonego rozwoju.

Wizja przyszłości energetycznej, w której magazynowanie i dystrybucja energii odnawialnej są zarządzane z maksymalną efektywnością, jest coraz bliższa realizacji. Rozwój cyfryzacji i technologii AI w sektorze energii nie tylko przyczynia się do zwiększenia efektywności i stabilności systemów energetycznych, ale również oferuje nowe możliwości dla biznesu, innowacji i rozwoju społecznego.

W miarę postępów technologicznych i dalszego rozwoju inteligentnych sieci, kluczowe będzie jednak zapewnienie bezpieczeństwa danych i ochrony prywatności, co stanowi jeden z głównych wyzwań na drodze do pełnej cyfryzacji sektora energetycznego. Równie ważne będzie zapewnienie dostępu do tych zaawansowanych technologii na globalną skalę, aby wszystkie regiony świata mogły skorzystać z korzyści płynących z optymalizacji wykorzystania energii odnawialnej.

W tym dynamicznie zmieniającym się krajobrazie energetycznym, ciągle badania, inwestycje i współpraca międzysektorowa będą miały kluczowe znaczenie dla pełnego wykorzystania potencjału cyfryzacji i AI w dążeniu do bardziej zrównoważonej i efektywnej przyszłości energetycznej.

The impact of digitalization and smart grids on the storage and distribution of renewable energy

Key words: artificial intelligence, energy storage, renewable energy

Summary: In recent years, the energy sector has been undergoing a revolution thanks to digitalization and smart energy grids. Technologies such as machine learning and artificial intelligence (AI) enable better management of renewable energy. Energy production forecasting, storage optimization, energy distribution and integration into energy markets are the main application areas. Challenges include data security, system standardization and the need for investment. The prospects include greater use of renewable energy, increasing the stability of the energy system and supporting sustainable development

Perspektywiczne możliwości stosowania technologii aglomeracji ciśnieniowej w kontekście wytwarzania paliw alternatywnych niskoemisyjnych

Michał BEMBENEK- Sieć Badawcza Łukasiewicz – Instytut Technik Innowacyjnych EMAG, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

Artur KOZŁOWSKI, Jarosław SMYŁA, Tomasz DZIK,- Sieć Badawcza Łukasiewicz – Instytut Technik Innowacyjnych EMAG

Piotr WOJTAS - Centrum Naukowo-Przemysłowe EMAG S.A.

Słowa kluczowe: węgiel kamienny, paliwa kompozytowe, paliwa alternatywne, paliwa niskoemisyjne, ekogroszek

Streszczenie: W artykule zaprezentowano wyniki laboratoryjnych dotyczących możliwości wytworzenia w prasie walcowej mikrobrykiety o właściwościach proekologicznych. Wykazano, że z odsiewki węgla o frakcji poniżej 5 mm powstającej podczas produkcji ekogroszku można uzyskać wartościowe paliwo. Brykiety mogą stanowić substytut frakcji ekogroszek wykonano z rozdrobnionego węgla do granulacji poniżej 2 mm, zmieszanego z dodatkami katalizującymi i/lub sorbentami oraz lepiszczem. W zależności od udziału i rodzaju lepiszczy, a także dobranej technologii aglomeracji ciśnieniowej, możliwe jest wpływanie na właściwości mechaniczne minibrykietów, porowatość, a tym samym gęstość bezwzględną, czy gęstość pozorną. Uzyskane wyniki wskazują, że paliwa kompozytowe w postaci mikrobrykiety zapalają się szybciej, spalają w wyższej temperaturze i pozostawiają mniej popiołu podczas spalania niż tradycyjny węgiel kawałkowy. Większa reaktywność brykiety względem węgla kawałkowego pozwala na zmniejszenie ilości powietrza o około 10%, co jednocześnie zmniejsza objętość spalin o taką samą wielkość oraz straty

kominowe. Wyniki badań wykorzystano do zaprojektowania, wykonania i przetestowania modułowej linii do wytwarzania niskoemisyjnego paliwa kompozytowego dla kotłów małej i średniej mocy.

1. WSTĘP

Obecnie ze względu na kryzys energetyczny wywołany przede wszystkim konfliktem zbrojnym na Ukrainie zapewnienie energetycznej stabilności Polski jest zadaniem priorytetowym. Biorąc jednak pod uwagę uwarunkowania prawne, a także neutralność klimatyczną, zarządzanie zasobami naturalnymi musi odbywać się w sposób bardzo odpowiedzialny, a przede wszystkim zrównoważony. Z tego powodu opracowanie nowych niskoemisyjnych technologii spalania paliw a także, modyfikacji samych paliw w celu uzyskania odpowiednich parametrów spalania jest obecnie niezwykle istotnym kierunkiem prac badawczych [12]. Należy jednak pamiętać, że przy trwającym kryzysie paliwowym najbardziej cenione są rozwiązania, będące już w fazie wdrożeń lub gotowych implementacji, a nie prace teoretyczno-badawcze. Tematyka paliw jest obecnie bardzo aktualna, co odzwierciedlają licznie ukazujące się prace naukowe [6,9,11]. Jednak ze względu na w miarę odległe perspektywy osiągnięcia pełnej neutralizacji klimatycznej Polski, a także uwzględniając warunki gospodarcze, techniczne, społeczne, ekonomiczne i klimatyczne, naszego kraju pożądanym jest wprowadzenie rozwiązania pośredniego, które pozwoli na poprawę jakości powietrza w okresie przejściowym.

2. WYTWARZANIE STAŁYCH PALIW KOMPOZYTOWYCH

Wytwarzanie kompozytowych paliw stałych wiąże się z koniecznością scalenia drobnych cząstek nośnika energetycznego w większe aglomeraty. Powszechnie znane są beczśnieniowe metody aglomeracji zwanej także aglomeracją nawarstwiającą. Scalanie tą metodą prowadzi się przede wszystkim w granulatach talerzowych oraz bębnowych. Paliwa tak scalane

charakteryzuje duża wilgotność początkowa, znaczna porowatość oraz mała gęstość energetyczna. Mankamenty te sprawiają, że bezciśnieniowe metody scalania w doniesieniu do paliw stałych nie są często stosowane. Wytworzenia przyjaznych środowisku paliw stałych możliwe jest również metodą ciśnieniową np. poprzez pelletowanie [10]. Obecnie coraz częściej pelletuje się różnego rodzaju odpady np. warzyw czy owoców, grzybów, czy choćby pestek, chociaż proces ten początkowo stosowano głównie do „czystej” biomasy pochodzenia roślinnego [6]. Niewątpliwą zaletą jest większa gęstość aglomeratów niż tych uzyskanych metodami bezciśnieniowymi. Jednak wadą produkcji pelletów z biomasy jest zazwyczaj wysoka wilgotność surowców wsadowych. Wymusza to konieczność ich suszenia [7]. Ponadto materiał wsadowy do właściwego scalenia wymaga dość drobnego rozdrobnienia, co niejednokrotnie niesie za sobą wiele problemów techniczno-eksploatacyjnych. Oczywiście należy również pamiętać o ograniczonej wartości opałowej pelletów z biomasy [12] oraz stosunkowo wysokich nakładach energetycznych na sam proces pelletowania. Innym rodzajem aglomeracji ciśnieniowej jest brykietowanie [11]. Do tego procesu może być wykorzystywanych wiele urządzeń np. prasy stemplowe, ślimakowe czy walcowe. Ze względu na charakterystykę pracy tych urządzeń, przede wszystkim nakłady energetyczne i wydajność, ekonomicznie uzasadnione jest wykorzystywanie brykietarek walcowych [1,3]. Urządzenia te jednak nie nadają się do scalania surowców włóknisto-sprężystych, a jedynie pochodzenia mineralnego. Biorąc jednak pod uwagę zalety brykietarek tematyka wytwarzania przyjaznych środowisku paliw kompozytowych w prasach walcowych jest obecnie podejmowana przez badaczy [2,9,11].

2.1. Wymagania stawiane paliwom kompozytowym

Aby spalanie węgla było przyjazne dla środowiska należy maksymalnie wykorzystać zawartą w nim energię. Można to otrzymać poprzez całkowite i zupełne spalanie paliwa, wykorzystanie kotłów o maksymalnej sprawności, ograniczenie do

minimum wilgotności paliwa a także ograniczenie objętości spalin. Dodatkowo należy maksymalnie zmniejszyć emisję pyłów PM 10, PM 2,5, zredukować do minimum emisję NO_x, SO₂, CO, LZO. Jako element zrównoważonej gospodarki energetycznej do produkcji paliwa kompozytowego należy wykorzystać nie węgiel kawałkowy, a jego odpady np. z produkcji groszku, czy wzbogacone miały węgla kamiennego. Paliwo stałe (oparte na węglu kamiennym) można spalać w sposób nieuciążliwy dla środowiska, jednak oprócz wykorzystania właściwych konstrukcji samego kotła i węgla o odpowiednich parametrach wartości opałowej, zawartości popiołu czy siarki, należy także uwzględnić: reaktywność, kształt, wielkość ziarna, porowatość, stabilność kształtu, czy wytrzymałość mechaniczną [4]. Z tego względu otrzymanie paliwa kompozytowego wiąże się nie tylko z jego wzbogaceniem i uformowaniem, a umiejętnością odpowiedniego sterowania parametrami jego spalania, już na etapie wytwarzania paliwa.

2.2. Możliwości otrzymania paliwa kompozytowego na bazie węgla kamiennego w prasie walcowej

Wyniki badań własnych prowadzonych w skali laboratoryjnej wykazały, że z nieużytecznej odsiewki węgla o klasie ziarnowej poniżej 5 mm powstającej podczas produkcji ekogroszku można uzyskać w prasie walcowej wartościowe paliwo proekologiczne [5]. Wymaga to jednak odpowiedniego przygotowania mieszaniny wsadowej przed scaleniem m.in. rozdrobnienia miazgi do granulacji poniżej 2 mm, dodatku lepiszcza oraz wody. W badaniach wykazano również możliwość przygotowania i otrzymania brykietów z dodatkami katalizującymi i/lub sorbentami mającymi później wpływ na wskaźniki uzyskiwane podczas spalania paliwa. Poprzez odpowiednie nawilżenie i wymieszanie mieszanki, a następnie poddanie jej aglomeracji ciśnieniowej w prasie walcowej, możliwe jest otrzymanie brykietów o objętości od 1,5 cm³. W celu uzyskania odpowiednich właściwości wytrzymałościowo-eksploatacyjnych wytworzone

brykiety powinny być wysuszone do wilgotności końcowej ok. 7% mas., którą charakteryzują się w warunkach sucho-powietrznego przechowywania [5].



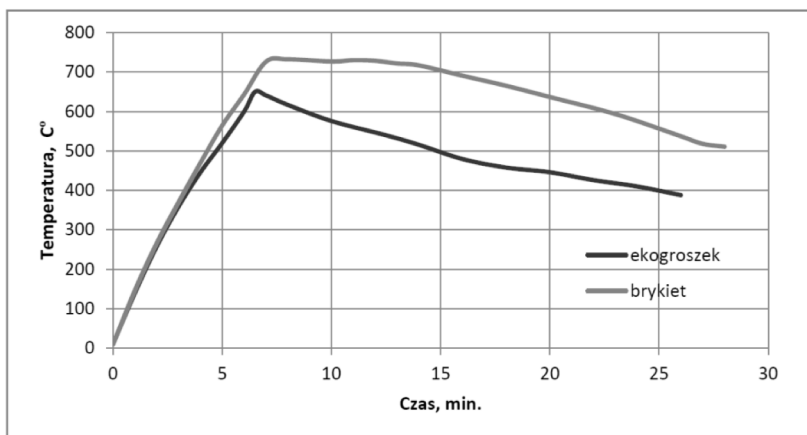
Rys. 1. Paliwo kompozytowe na bazie węgla kamiennego objętości o $1,5 \text{ cm}^3$ wytworzone w prasie walcowej.

Źródło: Opracowanie własne

2.3. Zalety paliw wytworzonych poprzez aglomerację ciśnieniową w stosunku do paliw kawałkowych

Wytworzone w procesie aglomeracji ciśnieniowej w prasie walcowej brykiety badano w eksperymentach laboratoryjnych oraz podczas testów prowadzonych w kotle Eco Matix o mocy znamionowej 19 kW marki Kołton. W badaniach oceniono właściwości brykietowanych paliw kompozytowych, wpływ ich przygotowania oraz zastosowanych dodatków na ich reaktywność. Porównano je z wynikami uzyskanymi dla węgla kawałkowego (w postaci ekogroszku). Badania laboratoryjne przeprowadzono na specjalnie zaprojektowanym stanowisku badawczym umożliwiającym wyznaczenie krzywej różniczkowej ubytku masy próbki paliwa podgrzanej do temperatury zapłonu i spalanej

z laminarnym przepływem powietrza przez naturalny ciąg kominowy [4]. Udowodniły one, że w przypadku węgla kawałkowego i brykietu wykonanego tego samego rodzaju węgla brykietowanie w prasach walcowych zmienia strukturę wewnętrzną paliwa i dzięki stworzonej sieci porów umożliwia łatwiejsze wydobywanie się części lotnych z wnętrza paliwa, co bezpośrednio wpływa na reaktywność paliwa [4] (Rys. 2). W porównaniu do węgla kawałkowego brykietowanie mieszanek przygotowanych z miazgi umożliwia rozprowadzenie katalizatora i sorbentu równomiernie w całej objętości paliwa a nie tylko na jego zewnętrznej powierzchni [5], co znacznie poprawia proces spalania.



Rys. 2. Porównanie procesu spalania węgla kawałkowego i brykietu wytworzonego z tego samego węgla.

Źródło: Opracowanie własne

Dzięki zwiększonej reaktywności brykietu w porównaniu do węgla kawałkowego możliwe jest zmniejszenie wydatku powietrza o około 10%, co wpływa na obniżenie objętości spalin i straty kominowe. Przy mniejszym wydatku powietrza zmniejsza się prędkość unoszenia pyłów, co prowadzi do obniżonej

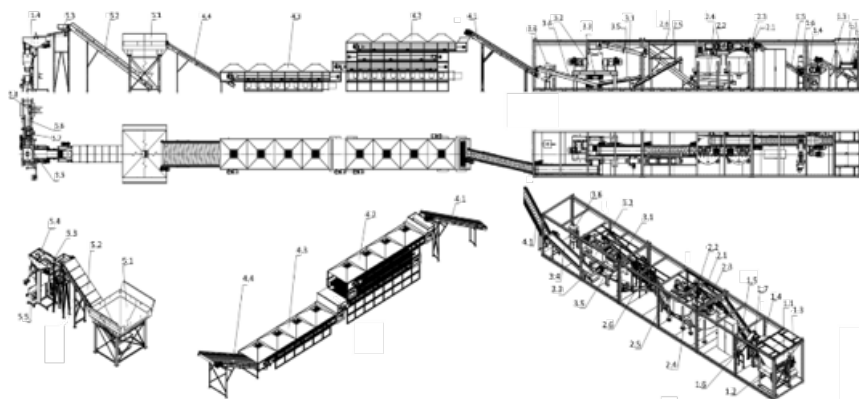
emisji pyłów. Badania przeprowadzone w kotle wskazują, że wytworzone w ten sposób paliwo kompozytowe może wykazywać lepsze właściwości eksploatacyjne niż produkt pierwotny i powinno być doskonałym zamiennikiem węgla „ekogroszek”. Brykiety paliły się w palenisku w sposób prawidłowy, na wyczystce kotła nie zaobserwowano tworzenia się nagarów, a powstały w kotle popiół wykazywał się jasną jednorodną strukturą. Jego analiza mikroskopowa wykazała brak w jego strukturze niedopalonych kawałków węgla.

3. WYTWARZANIE W SKALI PRZEMYSŁOWEJ PALIW ALTERNATYWNYCH NISKOEMISYJNYCH

Na podstawie wyników badań uzyskanych podczas eksperymentów laboratoryjnych oraz eksploatacyjnych została zaprojektowana linia do produkcji niskoemisyjnego paliwa kompozytowego (Rys. 3.). Linia produkcyjna została zaprojektowana w taki sposób, aby możliwe było jej łatwe transportowanie i zestawianie w docelowym miejscu produkcji. Mobilność linii została zapewniona przez zastosowanie ustandaryzowanych kontenerów transportowych wyposażonych w maszyny i urządzenia realizujące proces technologiczny [8]. Linia składa się z następujących zespołów wymienionych poniżej i zaznaczonych na rysunku 3:

- 1.1 Zbiornik węgla
- 1.2 Przenośnik spod kosza
- 1.3 Przenośnik podający na kruszarkę
- 1.4 Kruszarka
- 1.5 Przenośnik spod kruszarki
- 1.6 Kosz zasypowy na lepiszcze
- 1.7 Waga do celów badawczych
- 2.1 Przenośnik wznoszący
- 2.2 Przenośnik rewersyjny
- 2.3 Mieszalniki planetarne
- 2.4 Przenośnik odbierający nadawę z mieszalników

- 2.5 Przenośnik wznoszący
- 2.6 Przenośnik ślimakowy 2
- 3.1 Przenośnik taśmowy podający do prasowania
- 3.2 Urządzenie do prasowania i formowania paliwa 1 (bryki-
ciarka)
- 3.3 Przesiewacz wibracyjny 3
- 3.4 Przenośnik taśmowy odbierający
- 3.5 Przenośnik ślimakowy 1
- 3.6 Urządzenie do suszenia
- 4.1 Przenośnik taśmowy
- 4.2 Suszarnia
- 4.3 Chłodziarka
- 4.4 Przenośnik taśmowy
- 5.1 Kosz zasypowy
- 5.2 Przenośnik taśmowy
- 5.3 Przesiewacz wibracyjny
- 5.4 Wagoworkownica
- 5.5 Przenośnik o długości 1 m
- 5.6 Przenośnik o długości 2 m
- 5.7 Zgrzewarka worków
- 5.8 Wyrzutnik worków



Rys. 3. Schemat linii kontenerowej przeznaczonej do wytwarzania niskoemisyjnego paliwa kompozytowego [8].

4. PODSUMOWANIE

W artykule przedstawiono możliwości wytworzenia poprzez aglomerację ciśnieniową mikrobrykietu o właściwościach proekologicznych. Zwrócono uwagę, że w zależności od udziału i rodzaju lepiszczy, a także dobranej technologii aglomeracji ciśnieniowej, możliwe jest wpływanie na właściwości mechaniczne mikrobrykietu, porowatość, a tym samym gęstość bezwzględna, czy gęstość pozorną. Dzięki temu paliwa kompozytowe otrzymane w procesie aglomeracji ciśnieniowej zapalają się szybciej, spalają w wyższej temperaturze i pozostawiają mniej popiołu podczas spalania niż tradycyjny węgiel kawałkowy. Wyniki badań wykorzystano do zaprojektowania, wykonania i przetestowania modułowej linii do wytwarzania niskiemisyjnego paliwa kompozytowego dla kotłów małej i średniej mocy.

LITERATURA

- [1] Baiul K.: Synthesis of roller press rational design for composite solid fuel production. *Problemele Energeticii Regionale*, 2019. 43(2), 103-116.
- [2] Bembenek M.: Badania i perspektywy nowych obszarów stosowania pras walcowych. *Przemysł Chemiczny*, t. 96, nr 9, 2017, 1845–1847.
- [3] Bembenek M., Buczak M., Baiul K.: Modelling of the Fine-Grained Materials Briquetting Process in a Roller Press with the Discrete Element Method. *Materials*, 2022, 15, 4901. <https://doi.org/10.3390/ma15144901>.
- [4] Bembenek M., Dzik T., Smyła J., Kozłowski A., Wojtas, P.: Comparative analysis of combustion of qualified composite fuel for the transitional period in the household and communal sector in Poland, *Management Systems in Production Engineering*, 2022, 30, 4, s. 362–369.
- [5] Bembenek M., Dzik T., Smyła J., Wojtas P.: Badanie możliwości wytwarzania przyjaznego środowisku

- kwalikowanego paliwa kompozytowego dla okresu przejściowego w sektorze komunalno-bytowym w Polsce. *Przemysł Chemiczny*, 2022, 101(3), 191-196.
- [6] Clauser N.M., González G., Mendieta C.M., Kruyeniski J., Area, M.C., Vallejos M.E.: Biomass Waste as Sustainable Raw Material for Energy and Fuels. *Sustainability* 2021, 13, 794. <https://doi.org/10.3390/su13020794>.
- [7] Dzik T., Hryniewicz M.: Badania ciśnieniowej aglomeracji paliw kompozytowych. *Inżynieria i Aparatura Chemiczna*, Vol. 52, Nr 3, 2013, 165–167.
- [8] Kozłowski A., Smyła J., Bembenek M., Wojtas, P., Kasprzyczak L.: Rola i znaczenie oceny ryzyka w konstrukcji maszyn i systemach sterowania na przykładzie modelowej linii badawczej przeznaczonej do wytwarzania niskoemisyjnego paliwa kompozytowego. *Journal of KONBiN* 2023, Volume 53, Issue 1, DOI 10.5604/01.3001.0016.3234.
- [9] Kpalo S.Y., Zainuddin M.F., Manaf L.A., Roslan A.M.: A Review of Technical and Economic Aspects of Biomass Briquetting. *Sustainability* 2020, 12, 4609. <https://doi.org/10.3390/su12114609>.
- [10] Li W., Wang M., Meng F., Zhang Y., Zhang B.: A Review on the Effects of Pretreatment and Process Parameters on Properties of Pellets. *Energies* 2022, 15, 7303. <https://doi.org/10.3390/en15197303>.
- [11] Marreiro H.M.P., Peruchi R.S., Lopes R.M.B.P., Andersen S.L.F., Eliziário S.A.; Rotella Junior, P. Empirical Studies on Biomass Briquette Production: A Literature Review. *Energies* 2021, 14, 8320. <https://doi.org/10.3390/en14248320>.
- [12] Trzepieciński T., Batu T., Kibrete F., Lemu H.G: Application of Composite Materials for Energy Generation Devices. *J. Compos. Sci.* 2023, 7, 55. <https://doi.org/10.3390/jcs7020055>.

PERSPECTIVE POSSIBILITIES OF APPLICATION OF PRESSURE AGGLOMERATION TECHNOLOGY IN THE CONTEXT OF LOW-EMISSION ALTERNATIVE FUEL PRODUCTION

Key words: hard coal, composite fuels, alternative fuels, low-emission fuels, eco-pea coal

Summary. The article presents laboratory results concerning the possibility of producing a micro-briquette with pro-ecological properties in a roller press. It has been shown that a valuable fuel can be obtained from coal screening with a fraction of less than 5 mm produced during the production of eco-pea coal. Briquettes that could be a substitute for the eco-pea coal fraction were made of crushed coal for granulation below 2 mm, mixed with catalysing additives and/or sorbents and a binder. Depending on the share and type of binders, as well as the selected pressure agglomeration technology, it is possible to influence the mechanical properties of the mini-briquette, porosity, and thus the absolute density or apparent density. The obtained results indicate that composite fuels in the form of micro-briquettes ignite faster, burn at a higher temperature and leave less ash during combustion than traditional lump coal. Greater reactivity of the briquette towards lump coal allows to reduce the amount of air by about 10%, which at the same time reduces the volume of flue gases by the same amount and chimney losses. The research results were used to design, manufacture and test a modular line for the production of low-emission composite fuel for small and medium power boilers.

Dr hab. inż. Michał Bemberek, prof. AGH

w roku 2004 ukończył studia na Wydziale Inżynierii Mechanicznej i Robotyki AGH Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie. W 2010 r. uzyskał stopień doktora nauk technicznych na tym samym wydziale. W roku 2019 uzyskał stopień doktora habilitowanego nauk inżynieryjno-technicznych w dyscyplinie „inżynieria mechaniczna”. Jest profesorem uczelni w Katedrze Systemów Wytwarzania AGH, a także specjalistą ds. procesów spalania w Sieć Badawcza Łukasiewicz - Instytucie Technik Innowacyjnych EMAG. Specjalność - maszyny i urządzenia technologiczne.

Dr inż. Artur Kozłowski, prof. EMAG

Menadżer i naukowiec z 20-letnim doświadczeniem w zarządzaniu. Doktor nauk technicznych. Politechnika Śląska oraz Politechnika Wrocławska umożliwiły mu zdobycie wszechstronnego wykształcenia w zakresie technicznym (ICT, IoT) oraz zarządzania. Doświadczenia zawodowe w zarządzaniu zespołami ludzkimi, kapitałem finansowym i intelektualnym, zdobywał jako kierownik i główny wykonawca projektów badawczo-rozwojowych, wdrożeń krajowych i zagranicznych. Współautor szeregu projektów wspierających przedsiębiorczość i innowacyjność. Posiada wieloletnie doświadczenie w działalności związanej z budowaniem ekosystemu innowacji i startupów. Specjalizuje się w m.in. w cyberbezpieczeństwie, inteligentnych specjalizacjach, rozwiązaniach smart city oraz wykorzystaniem nowoczesnych technologii i cyfryzacji.

Dr inż. Jarosław Smyła

w roku 2007 ukończył studia na Wydziale Inżynierii Materiałowej i Metalurgii na Politechnice Śląskiej. W 2018 roku uzyskał stopień doktora nauk technicznych w dyscyplinie „inżynieria środowiska”. Jest pracownikiem naukowo-badawczym w Sieć

Badawcza Łukasiewicz – Instytut Technik Innowacyjnych EMAG.

Dr inż. Tomasz Dzik

w roku 1974 ukończył studia na Wydziale Maszyn Górniczych i Hutniczych AGH Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie. W 1983 r. uzyskał stopień doktora nauk technicznych. Jest starszym specjalistą ds. spalania paliw stałych Sieć Badawcza Łukasiewicz - Instytucie Technik Innowacyjnych EMAG. Specjalność – budowa i eksploatacja maszyn w zakresie rozdrabniania, mieszania i scalania materiałów.

Dr inż. Piotr Wojtas

W roku 1980 ukończył studia na Wydziale Radiotechnicznym Politechniki Odesskiej w Odessie na Ukrainie. Ukończył dwa kierunki studiów podyplomowych: „Technika Radiowa” w 1984 r. i „Automatyzacja i Elektryfikacja Przemysłu” w 1987 r. W roku 2011 uzyskał stopień doktora nauk technicznych na Politechnice Śląskiej. Od 2015 r. jest prezesem zarządu Centrum Naukowo - Przemysłowego EMAG S.A., którego głównym zadaniem jest koordynacja współpracy Instytutu EMAG z otoczeniem wdrożeniowym stanowiącym zaplecze projektowe, produkcyjne, kompletacyjne, serwisowe i szkoleniowe dla całej Grupy EMAG. Jest specjalistą ds. konstrukcji i technologii.

Energetyczne wykorzystanie potencjału bioodpadów w procesie fermentacji metanowej

Bartosz Gogol

Główny Instytut Górnictwa

Słowa kluczowe: biogaz, fermentacja metanowa, bioodpady, odpady kuchenne, OZE

Streszczenie: Proces fermentacji metanowej jako jedna z metod zagospodarowania odpadów komunalnych stanowi jedną z metod bezpiecznego oraz sterowalnego sposobu wytwarzania energii elektrycznej oraz cieplnej. Niedawne zmiany legislacyjne w zakresie prawa odpadowego narzuciły, ale też otworzyły ścieżkę właściwego zagospodarowania odpadów biodegradowalnych, ze szczególnym naciskiem na bioodpady kuchenne. Właściwe wykorzystanie prawodawstwa odpadowego oraz metod technologicznych umożliwia praktyczne zamknięcie obiegu bioodpadów kuchennych wraz z odzyskiem energii odnawialnej.

1. WSTĘP

Ostatnia dekada w branży gospodarki odpadami komunalnymi to przykład ciągłych zmian legislacyjnych na szczeblu zarówno wspólnotowym jak i w efekcie tego w krajowym prawodawstwie. Dla przedsiębiorstw z tego sektora gospodarki oznacza to konieczność ciągłego wręcz dostosowania własnych zasobów logistycznych, technicznych oraz ludzkich w celu spełnienia wymagań ustawodawcy. Jednym z ważniejszych aktów regulujących było Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie sposobu selektywnego zbierania wybranych frakcji odpadów. Akt ten nałożył obowiązek wyodrębnienia kolejnej grupy odpadów komunalnych które muszą być zbierane selektywnie – bioodpadów. Jednocześnie rozporządzenie to nie

wskazuje jakie dokładnie odpady należy pod tym pojęciem rozumieć.

2. BIOODPADY JAKO SUBSTRAT W PROCESIE FERMENTACJI METANOWEJ

Istnieje kilka metod zagospodarowania, przetwarzania odpadów biodegradowalnych, bioodpadów, wśród których dwie zgodnie z Ustawą o Odpadach oraz powszechności zastosowania są najbardziej rozwinięte. Pierwsza metoda to stabilizacja tlenowa potocznie zwana kompostowaniem, druga to proces stabilizacji beztlenowej, a więc proces fermentacji. Ze względu na możliwość energetycznego wykorzystania jednego z produktów procesu fermentacji – biogazu, metoda ta ma znaczącą przewagę nad procesem kompostowania. Bioodpady kuchenne obecnie przedmiotem badań wielu ośrodków badawczych zarówno krajowych jak i zagranicznych. Sam wolumen tej grupy odpadów naszym kraju szacowany jest na co najmniej 5 mln ton w skali roku [1]. Potencjał energetyczny - biogazowy tej grupy odpadów jest bardzo zróżnicowany i zależy od wielu czynników, takich jak uwodnienie w stanie surowym, uwodnienie po procesie przygotowania, czas wcześniejszego magazynowania, sposób wstępnego przygotowania, a przede wszystkim specyficzny skład

oraz jego zmienna charakterystyka. Przeprowadzone badania potwierdziły przydatność bioodpadów kuchennych do zasilania reaktora fermentacji zapewniając stabilną produkcję biogazu. Średnia efektywność produkcji biogazu mieści się w przedziale 600-700 m³ z Mg s.m.o.

2.1. DOBÓR METODY PRZETWARZANIA

Podczas doboru metody przetwarzania bioodpadów kuchennych należy zwrócić szczególną uwagę na aspekty technologiczne, ale także aspekty formalno-prawne dla specyficzne dla wybranej metody. W myśl Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1069/2009 oraz Rozporządzenia Komisji (UE) nr 142/2011 bioodpady kuchenne należy traktować

jako tzw. materiał KAT 3 – a więc, są one ubocznymi produktami pochodzenia zwierzęcego. Konsekwencjami takiej kategoryzacji bioodpadów kuchennych są między innymi konieczność zatwierdzenia weterynaryjnego podmiotu (stworzenie i wdrożenie systemu HACCP), a także na etapie planowania technologii produkcji wdrożenia właściwych parametrów przekształcania (w tym higienizacja substratu w temp. min 70° C przez 60 min, oraz rozdrobnienie do 12 mm). Spełnienie powyższych regulacji daje podstawę do zatwierdzenia zakładu przetwarzającego przez inspekcję weterynaryjną. Konieczność dostosowania technologii przygotowania substratu do wymogów weterynaryjnych skutkowałą dobozem systemu higienizacji substratu opartego o zewnętrzne zbiorniki, których zasilanie w czynnik grzewczy pochodzi z układu kogeneracyjnego biogazowni. Taki układ gwarantuje każdorazowo pełną higienizację substratu (co w układach opartych o higienizację w samej komorze fermentacyjnej nie zawsze może być stuprocentowo skuteczne). Dotychczasowe obserwacje wskazują na dodatkowy efekt takiego rozwiązania – wstępnego rozkładu termicznego i być może częściowej hydrolizy substratu, co w efekcie może skutkować szybszym rozkładem materii organicznej w reaktorze fermentacji. Sam proces higienizacji jest poprzedzany rozdrobieniem substratu do frakcji o średnicy maksymalnie 12 mm, a także poprzez urządzenie separujące usunięcie zanieczyszczeń nieorganicznych (głównie opakowań, plastiku oraz innych frakcji opadów nie nadających się do procesu fermentacji) na drodze separacji odśrodkowej przy udziale cieczy.

2.2. PROCES FERMENTACJI ORAZ WYKORZYSTANIA POFERMENTU

Właściwy dobór parametrów procesu fermentacji jest kolejnym kluczowym aspektem determinującym możliwość poddania rozkładowi beztlenowemu danego substratu. W omawianym przypadku, zastosowano reaktor poziomy o przepływie tłokowym o objętości czynnej 1000 m³. Praca reaktora wspomagana

jest 4 mieszadłami wbudowanymi poprzecznie do przepływu masy fermentującej. Z założenia reaktor taki dedykowany jest do fermentacji tzw. suchej. Przeprowadzone zostały badania, których głównym celem było potwierdzenie tezy o możliwości poddania fermentacji substratu o zawartości suchej masy w przedziale 18-22 %. Kluczowa do określenia była ilość zanieczyszczeń nieorganicznych które ze względu na swój charakter mogą doprowadzić do wystąpienia procesów sedymentacji i flotacji wewnątrz reaktora. Określono, że poziom zanieczyszczeń jest niski (frakcja tworzyw sztucznych około 2%, kamienie, szkło, metale 0,5%) jednakże nie można całkowicie wykluczyć wystąpienia procesów sedymentacji w dłuższym czasie. Przeprowadzono badania obciążania ładunkiem organicznym komory, które w korelacji z zawartością suchej masy substratu mieszczą się w przedziale 3-5,3 kg o.s.m./ m³x d. Charakter bioodpadów nie pozwala jednoznacznie na precyzyjne określenie dobowej dawki uzyskanego biogazu (głównie ze względu na różny poziom uwodnienia), należy jednak przyjąć, że produkcja biogazu będzie się mieścić w przedziale 75-129 m³/Mg podanego substratu przy mono substratowym sposobie zasilania komory.

Istotną korzyścią fermentacji bioodpadów jest możliwość m.in. rolniczego wykorzystania resztek pofermentacyjnych po spełnieniu szeregu ustawowych warunków. W polskim prawodawstwie możliwe jest utracenie statusu odpadu i jego przekształcenie w produkt. W przypadku tego rodzaju produktów- cieczy pofermentacyjnych (a także frakcji stałych) kluczowa jest Ustawa o Nawozach i Nawożeniu (Dz.U.2007 nr 147 poz. 1033) która wraz z rozporządzeniem wykonawczym reguluje wprowadzenie do obrotu produktów nawozowych. Decyzje w zakresie dopuszczenia do obrotu produktu pofermentacyjnego podejmuje minister właściwy do spraw rolnictwa, po spełnieniu szeregu wymagań obejmujących badania fizyko-chemiczne, bakteriologiczne oraz szereg opinii instytutów badawczych.

3. PODSUMOWANIE

Rynek gospodarki odpadami w naszym kraju podlega nieustającym zmianom wynikającym z konieczności dostosowania do wymogów prawnych, środowiskowych, społecznych oraz ekonomicznych. Poszukiwane są rozwiązania mogące doprowadzić do cyklu zwanego gospodarką w obiegu zamkniętym. Opisany w niniejszym tekście przykład fermentacji odpadów kuchennych jest jedną z metod recyklingu organicznego który idealnie wpisuje się w założenia GOZ. Obecna sytuacja gospodarcza; wzrastające ceny energii, koszty zagospodarowania odpadów, czy nawet koszty nawozów w sektorze rolniczym, pokazują, że należy tak przekształcać (przetwarzać) odpady, aby z korzyścią zysku energetycznego wytwarzać z nich środki nawozowe. Na krajowym przykładzie firm przetwarzających odpady komunalne jest zaledwie kilka instalacji wykorzystujących technologię fermentacji. Kilka z nich wdraża obecnie rozwiązania przedstawione w niniejszym artykule, co przy ilości bioodpadów kuchennych będących w obiegu jest liczbą zdecydowanie (pomińalnie wręcz) za małą.

LITERATURA

- [1] Kamińska-Borak J, Szczepański K, Waszczyłko-Miłkowska. „Morfologia Odpadów Komunalnych Wytwarzanych w Polsce, Instytut Ochrony Środowiska –PIB

USING THE ENERGY POTENTIAL OF BIOWASTE IN THE METHANE FERMENTATION PROCESS

Key words: biogas, methane fermentation, biowaste, kitchen waste, renewable energy

Summary. Methane fermentation process as one of the methods of municipal waste management is one of safe and fully controllable method of generating electricity and heat. Recent

legislative changes in the field of waste law have imposed, but also opened the way for proper management of biodegradable waste, with particular emphasis on kitchen biowaste. Proper use of waste legislation and technological methods enables renewable energy recovery.

Bartosz Gogol, mgr inż., od 16 związany z branżą inżynierii środowiska oraz gospodarką odpadami. Posiada gruntowną wiedzę z zakresu analityki środowiskowej zdobytej w jednym z czołowych laboratoriów analitycznych w kraju. Od 9 lat główny technolog w Master Odpady i Energia Sp. z o.o. na co dzień nadzorujący procesy fermentacji i wykorzystania biogazu.

Narodowa agencja bezpieczeństwa energetycznego – między bezpieczeństwem energetycznym, transformacją energetyczną i integracją aktywów

Radosław Łapszyński

Słowa kluczowe: Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego, bezpieczeństwo energetyczne, transformacja energetyczna, integracja aktywów.

Streszczenie. „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa” jest dokumentem strategicznym opracowanym w lutym 2022 r. w Ministerstwie Aktywów Państwowych. Ma on służyć implementacji „Polityki energetycznej Polski do roku 2040” (PEP40) i realizacji wiążących Polskę celów polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej. Zakłada on wydzielenie do odrębnego podmiotu konwencjonalnych aktywów wytwórczych zasilanych węglem, stanowiących dotąd część kontrolowanych przez państwo koncernów energetycznych. Podmiotem integrującym te aktywa miałyby być Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE). Przedmiotem artykułu jest analiza zasadności utworzenia NABE w perspektywie możliwości zrealizowania w ten sposób celów stawianych sobie przez autorów rzeczzonego dokumentu strategicznego. W sposób szczególny autor analizuje możliwość występowania korelacji między integracją aktywów węglowych a zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego, realizacją celów PEP40, przy jednoczesnym zapewnieniu zgodności z obowiązującym prawem UE. W ramach swojej analizy posługuje się anglojęzyczną literaturą dotyczącą modeli i praktyki transformacji energetycznej oraz polityki klimatycznej, jak również dorobkiem nauki o politykach publicznych. Posiłkuje się również komunikatami instytucji publicznych, informacjami medialnymi i dyskursem eksperckim, w tym tzw. „szarą literaturą” (w szczególności opracowaniami organizacji pozarządowych).

WSTĘP

„Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa”¹⁴ (dalej jako „Strategia transformacji”) jest dokumentem strategicznym¹⁵ opracowanym w lutym 2022 r.¹⁶ w Ministerstwie Aktywów Państwowych, a następnie przyjętym przez Radę Ministrów uchwałą z dnia 1 marca 2022 r.¹⁷ Ma on służyć implementacji „Polityki energetycznej Polski do roku 2040”¹⁸ (dalej jako „PEP40”).

Jednym z głównych założeń PEP40 jest zmniejszenie roli węgla w strukturze wytwórczej energii elektrycznej przy jednocześnie zwiększeniu wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych

¹⁴ Ministerstwo Aktywów Państwowych: Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa, Warszawa: luty 2022 r., <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/nabe-staje-sie-faktem> [dostęp: 01.09.2022 r.].

¹⁵ Stan prawny i brzmienie dokumentów strategicznych na dzień 01.10.2022 r.

¹⁶ Wtedy opracowano ostatnią wersję projektu dokumentu, który został następnie przedłożony Radzie Ministrów. Został on poddany konsultacjom w maju 2021 r.

¹⁷ Kancelaria Prezesa Rady Ministrów: Uchwała w sprawie przyjęcia dokumentu: „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa”, <https://www.gov.pl/web/premier/uchwala-w-sprawie-przyjecia-dokumentu-transformacja-sektora-elektroenergetycznego-w-polsce-wydzielenie-wytworczych-aktywow-weglowych-ze-spolok-z-udzialem-skarbu-panstwa> [dostęp: 01.09.2022 r.]. Uchwała w ostatecznym brzmieniu (tj. z autopoprawką wzmiankowaną w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów) nie została jednak opublikowana Dziennik Urzędowy Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.

¹⁸ Załącznik do obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M. P. z 2021 r. poz. 264).

(dalej jako „OZE”) i zwiększeniu wykorzystania gazu jako paliwa przejściowego. Jakkolwiek drugi z tych celów – w perspektywie ograniczania importu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej w rezultacie agresji tego państwa na Ukrainę oraz stale rosnących cen na rynku gazu – wydaje się być trudnym do realizacji, niezmiennymi pozostają prawnie wiążące cele polityki energetyczno-klimatycznej, których osiągnięciu miało służyć przyjęcie PEP40. Cele te sprowadzają się do osiągnięcia następujących wskaźników:

- 1) co najmniej 55-procentowej redukcji emisji gazów cieplarnianych z całej gospodarki Unii Europejskiej (dalej jako „UE”) względem 1990 r. oraz osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.;
- 2) co najmniej 43-procentowej redukcji emisji gazów cieplarnianych względem 2005 r. przez sektory objęte unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (dalej jako „EU ETS”);
- 3) co najmniej 32-procentowego udziału energii z OZE w UE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.;
- 4) co najmniej 32,5-procentowego zwiększenia efektywności energetycznej do 2030 r.

Wskaźniki te w najbliższych latach ulegną dalszemu podwyższeniu w rezultacie przedstawionego przez Komisję Europejską (dalej jako „KE”) 11 grudnia 2019 r. Europejskiego Zielonego Ładu (dalej jako „EZŁ”), który ma przyczynić się do rozwiązania problemów związanych z klimatem i środowiskiem naturalnym¹⁹. EZŁ zakłada redukcję do zera emisji netto gazów cieplarnianych i minimalizację zależności między wzrostem gospodarczym a zasobami. Założenia EZŁ ma wdrażać pakiet legislacyjny „Gotowi na 55”, który stanowi zestaw wniosków

¹⁹ Komisja Europejska: Europejski Zielony Ład, Komunikat Komisji z dnia 11.12.2019, Bruksela, COM(2019) 640 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CE-LEX:52019DC0640&from=EN> [dostęp: 02.09.2022 r.].

ustawodawczych KE, mających zmienić i uaktualnić unijne przepisy. Propozycje KE obejmują określenie:

- 1) celu redukcji emisji w ramach sektorów objętych obecnie zakresem EU ETS na poziomie 61% względem 2005 r.;
- 2) celu udziału energii z OZE w Unii Europejskiej w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. na poziomie 40% oraz wyznaczenia indykatorywnych celów o charakterze sektorowym dla: budynków (49%), przemysłu, ciepła i chłodu oraz ciepłownictwa i chłodu systemowego oraz transportu;
- 3) wiążącego na poziomie UE celu efektywności energetycznej związanego z redukcją zużycia energii o co najmniej 9% w 2030 r. w porównaniu do poziomów z 2020 r. W 2030 r. zużycie energii finalnej w UE ma wynieść 787 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej (dalej jako „Mtoe”), a pierwotnej 1023 Mtoe. Oznacza to – odnosząc te dane do obecnego celu wyznaczonego na poziomie 32,5% – zwiększenie go do 36% dla energii finalnej i 39% dla energii pierwotnej²⁰.

Osiągnięcie powyższych wskaźników, w związku z obecną strukturą właścicielską głównych podmiotów lokalnego sektora energetycznego, musi być realizowane w Polsce również (lub nawet przede wszystkim) poprzez działania w obszarze nadzoru właścicielskiego nad spółkami z sektora energetycznego z udziałem Skarbu Państwa²¹ (dalej jako „koncerny energetyczne”) oraz dostosowanie koncernów energetycznych do stojących przed nimi wyzwań związanych z transformacją energetyczną. Cele te – zgodnie z założeniami autorów Strategii transformacji – miałyby zostać osiągnięte w rezultacie wydzielenia do odrębnego podmiotu konwencjonalnych aktywów wytwarzających zasilanych węglem. Podmiotem tym miałyby być Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (dalej jako

²⁰ Patrz: Rada Europejska, Rada Unii Europejskiej: Gotowi na 55, <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> [dostęp: 02.09.2022 r.].

²¹ Dalej jako „SP”.

„NABE”), która przyjąłaby formę prawną spółki akcyjnej ze 100% udziałem Skarbu Państwa (dalej jako „SP”).

Przedmiotem niniejszego artykułu jest analiza zasadności utworzenia NABE w perspektywie możliwości zrealizowania w ten sposób celów stawianych sobie przez autorów Strategii transformacji. W sposób szczególny autor analizować będzie możliwość występowania korelacji między integracją aktywów węglowych a zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego, realizacją celów PEP40, przy jednoczesnym zapewnieniu zgodności z obowiązującym prawem UE. W ramach swojej analizy będzie posługiwać się anglojęzyczną literaturą dotyczącą modeli i praktyki transformacji energetycznej oraz polityki klimatycznej, jak również dorobkiem nauki o politykach publicznych. Posiłkować będzie się również komunikatami instytucji publicznych, informacjami medialnymi i dyskursem eksperckim, w tym tzw. „szarą literaturą” (w szczególności opracowaniami organizacji pozarządowych). Artykuł składa się z niniejszego wstępu, czterech rozdziałów odpowiadających kolejnym etapom cyklu polityki publicznej²², w ramach których omówi podstawowe założenia Strategii transformacji, oraz zakończenia, zawierającego kluczowe opinie autora na temat Strategii transformacji oraz samego NABE.

1. IDENTYFIKACJA PROBLEMÓW NA DRODZE DO TRANSFORMACJI

W ramach pierwszego etapu cyklu polityki publicznej, jakim jest ustalenie listy problemów (ang. *agenda setting*), Rada Ministrów oraz poszczególni ministrowie – przy udziale zaplecza eksperckiego ze swojego aparatu pomocniczego oraz ekspertów z zewnątrz administracji publicznej – identyfikują problemy

²² Autor bazuje na modelu cyklu polityki publicznej, który opracowali W. Jann i K. Wegrich. Patrz: W. Jann, K. Wegrich: *Theories of the Policy Cycle* [w:] red. Fischer F., Miller J. G., Sidney M.: *Handbook of Public Policy Analysis: Theory, Politics, and Methods*, CRC Press: 2007, s. 45-55.

istniejące w danej dziedzinie życia społecznego oraz decydują, które z nich wymagają ingerencji publicznej. W przypadku przedmiotu Strategii transformacji działania te odbywały się głównie w ramach Ministerstwa Aktywów Państwowych (dalej jako „MAP”).

Jednym z zasadniczych problemów koncernów energetycznych, mającym wpływ zarówno na koszty wytwarzania energii, jak i wysokość zasobów inwestycyjnych, są koszty systemu EU ETS. Będące w dyspozycji koncernów energetycznych konwencjonalne jednostki wytwórcze charakteryzują się bowiem wysoką emisyjnością CO₂, co jest szczególnie dotkliwe finansowo w sytuacji, gdy koszt emisji CO₂ w produkcji 1 megawatogodziny (dalej jako „MWh”) w okresie od 3 stycznia 2022 r. do 31 sierpnia 2022 r. był Polsce jest 3-krotnie wyższy niż średnia UE, ponad 2-krotnie wyższy niż w przypadku Niemiec i aż 12-krotnie wyższy niż we Francji²³.

Innym z problemów, słusznie zidentyfikowanym przez przedstawicieli MAP, są napotykanne przez koncerny energetyczne kłopoty z pozyskiwaniem finansowania na nowe, zgodne z założeniami PEP40, inwestycje. Główną przyczyną tych trudności jest ich „obciążenie” jednostkami zasilanych węglem kamiennym i – w mniejszym stopniu – węglem brunatnym. Aktywa te, poza oczywistym obciążeniem tzw. „ślądem węglowym”, generują wysokie ryzyko regulacyjne i charakteryzują się pogarszającą się rentownością. Okoliczności te potęguje zmiana polityki kredytowej banków, które – po pierwotnym ograniczaniu finansowania aktywów węglowych – obecnie limitują również w znaczącym stopniu finansowanie całych podmiotów (i grup kapitałowych) wytwarzających energię z takich źródeł.

²³ Polski Instytut Ekonomiczny: Koszt emisji CO₂ w produkcji 1 MWh w Polsce 3-krotnie wyższy niż średnia unijna. Tygodnik Gospodarczy PIE 36/2022, 8 września 2022 r. s. 3-6.

Jakkolwiek dane z raportu „Fossil Fuel Finance Report 2022”²⁴ pokazują, że finansowanie spółek z sektora paliw kopalnych przez największe światowe banki między 2016 r. a 2021 r. kształtowało się na podobnym poziomie, to jednak w skali polskiej większość spośród 7 największych banków na rodzimym rynku w sposób znaczący ogranicza lub całkowicie wycofuje się z finansowania spółek z tego sektora²⁵. Tendencja ta może ulec dalszemu wzmocnieniu w świetle badań świadczących o wzroście liczby deklaracji banków o ograniczeniu takiego zaangażowania finansowego w wyniku oddziaływania – stale przecież rosnącej – dekarbonizacyjnej presji społecznej²⁶ oraz w wyniku korzystania przez przedstawicieli sektora finansowego z regulacji zachęcających do zrównoważonego inwestowania²⁷.

Okoliczności te, ograniczając transformację energetyczną, mają z kolei wpływ na dalszy wzrost kosztów – a w rezultacie i cen – energii. W konsekwencji przyczynia się to również do

²⁴ Banking on Climate Chaos: Fossil Fuel Finance Report 2022, s. 5-6, https://www.ran.org/wp-content/uploads/2022/03/BOCC_2022_vSPREAD-1.pdf [dostęp: 12.09.2022 r.].

²⁵ W większym zakresie dotyczy to banków ING Bank Śląski, BNP Paribas Polska i Santander, w mniejszym zaś PKO BP, Banku Millennium i Pekao SA. Patrz: Fundacja Rozwój Tak – Odkrywki Nie: Banki finansują sektor paliw kopalnych: jak to robią i jak mogą z tym skończyć?, s. 9-13.

²⁶ J. Elliott, Å. Löfgren: If money talks, what is the banking industry saying about climate change?. *Climate Policy* 2022, nr 22:6, s. 748. Powyższa tendencja ma wpływ na coraz większą zaangażowanie banków w działania z zakresu zrównoważonego rozwoju. Patrz: H. Y. Chan, M. Merdekawati, B. Suryadi: Bank climate actions and their implications for the coal power sector. *Energy Strategy Reviews* 2022, nr 39.

²⁷ Takich jak rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (Dz. U. UE. L. z 2020 r. Nr 198, str. 13 z późn. zm.).

opóźnienia transformacji energetycznej państwa na skutek niedoborów w zakresie źródeł finansowania działań w duchu PEP40.

Do względów kosztowych dochodzą również te związane bezpośrednio z bezpieczeństwem energetycznym państwa. Wynikają one m.in. z wieku kotłów energetycznych i turbozespołów w konwencjonalnych jednostkach wytwórczych, spośród których ponad 70% przekracza 30 lat²⁸. Jednostki, które w ciągu najbliższych lat zostaną wyłączone z uwagi na konieczność dostosowania się do coraz wyższych wymogów środowiskowych wynikających m.in. z konkluzji BAT²⁹, a także ze względu na wysoką emisyjność skutkującą niską efektywnością ekonomiczną, spowodują istotne obniżenie dyspozycyjności mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (dalej jako „KSE”). Wskazana wyżej okoliczność jest jeszcze istotniejsza w perspektywie rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną, mającego związek z elektryfikacją kolejnych sektorów gospodarki, takich jak ciepłownictwo, przemysł i transport. Wymagane jest tym samym nie tyle zachowanie dotychczasowej dyspozycyjności, co wręcz znacząca rozbudowa infrastruktury wytwórczej.

2. SFORMUŁOWANIE TREŚCI POLITYKI TRANSFORMACJI I PROCES DECYZYJNY

W ramach kolejnego stadium cyklu ma miejsce sformułowanie (programowanie) treści polityki publicznej i proces decyzyjny (ang. *policy making*). Wtedy to postulaty zgłoszone na etapie tworzenia agendy przetwarzane są na akty polityki publicznej, takie jak np. Strategia transformacji. Na etapie programowania wyznaczane są również cele przyjęcia określonej polityki, które – jeśli ujęte są w formie ilościowej lub jakościowej – mogą

²⁸ *Strategia transformacji*, s. 12.

²⁹ Najlepsze dostępne techniki, od ang. *best available techniques*.

służyć za wskaźniki pozwalające na późniejszą (na etapie czwartym) ewaluację polityki.

Strategia transformacji, według jej autorów, opierać ma się na dwóch celach-filarach, które określić można jako odpowiednio transformacyjny i zabezpieczający (patrz cytaty poniżej).

Zmiany (...) muszą opierać się na dwóch filarach. Pierwszym z nich jest pobudzenie inwestycji sektora elektroenergetycznego zarówno w zeroemisyjne odnawialne źródła energii, magazyny jak i sterowalne, elastyczne źródła gazowe, które pozwolą zachować stabilność KSE przy rosnącym udziale OZE. Drugim jest zachowanie niezbędnego poziomu rezerw mocy poprzez utrzymanie w systemie jednostek węglowych do czasu powstania nowych źródeł wytwórczych. Długookresowo utrzymanie stabilnego poziomu cen pozwoli zachować konkurencyjność krajowej gospodarki, w szczególności sektorów energochłonnych, oraz uzyskać szeroką akceptację społeczną dla przeprowadzenia transformacji.³⁰

Treść programowanej polityki opiera się na założeniu autorów Strategii transformacji o niemożliwości realizacji założeń PEP40 bez istotnego udziału koncernów energetycznych w tym procesie. Założenie to jest oczywiście prawdziwe, o czym świadczy ich większościowy udział w rynku energii w Polsce, zarówno pod względem produkowanej energii elektrycznej, jak również zainstalowanej mocy w KSE. Wchodzące w skład koncernów energetycznych podmioty zależne spółek PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A., a także ENERGA S.A., której aktualnym właścicielem jest PKN ORLEN S.A., dysponują bowiem ponad 30 gigawatami mocy zainstalowanej w KSE, co przekłada się na ich 62-procentowy udział w łącznej mocy w KSE.

Intensywniejszy udział koncernów energetycznych w realizacji założeń PEP40 ułatwiłby (i przyspieszyłby) szerszy dostęp do

³⁰ *Strategia transformacji*, s. 36.

finansowania. Na przeszkodzie stoi w tym przypadku bardzo znaczący (większościowy) udział jednostek wytwórczych zasilanych węglem brunatnym i kamiennym w mocy w całości ich mocy wytwórczych³¹. Nadrzędnym celem w tych okolicznościach powinno być więc podjęcie działań mających na celu pozabawienie koncernów energetycznych rzeczonych jednostek wytwórczych. Biorąc pod uwagę – wynikającą ze względów bezpieczeństwa energetycznego – niemożność przyjęcia strategii zakładającej gwałtowne wygaszanie aktywów węglowych, proces ten mógłby zasadniczo przybrać dwie postacie, tj.:

- 1) stopniowego odstawiania jednostek węglowych w ramach istniejących koncernów energetycznych; lub
- 2) wydzielenia aktywów wytwórczych zasilanych węglem do odrębnego podmiotu, który odpowiadałby za stopniowe odstawianie jednostek węglowych.

Pierwsza z tych opcji wydaje się nieefektywna w świetle przedstawionych w poprzednim rozdziale okoliczności finansowych, gdyż stopniowe odstawianie omawianych jednostek – jako proces czasochłonny – spowalniałoby możliwość uzyskania przez koncerny energetyczne dodatkowego finansowania dla realizowanych projektów mających na celu rozwijanie zarządzanych mocy wytwórczych z OZE. Powodowałoby to w rezultacie blokadę inwestycyjną, zastój ich transformacji, a w konsekwencji zastój w transformacji energetycznej całego państwa i niespełnienie celów stawianych w tym zakresie przez UE. Potwierdza to, tym samym, polityczną³² słuszność koncepcji przyjętej przez autorów Strategii transformacji.

Uzyskanie dostępu do szerszej i atrakcyjniejszej oferty instytucji finansowych, coraz częściej niedostępnej dla

³¹ Koncerny energetyczne są łącznie właścicielami aż 73 bloków węglowych.

³² Co niekoniecznie równa się zgodności z obowiązującym prawem, o czym szerzej w dalszej części artykułu.

przedsiębiorstw obciążonym tzw. „śladem węglowym”, może istotnie zwiększyć potencjał koncernów energetycznych do inwestowania w budowę instalacji OZE oraz magazynów energii. Może się to również przyczynić do większych możliwości pozyskania finansowania poprzez instrumenty dłużne, takie jak coraz popularniejsze zielone obligacje, czy obligacje w formule ESG³³, co również sprzyjać będzie realizacji protransformacyjnych projektów inwestycyjnych.

Wydzielenie aktywów węglowych do zewnętrznego podmiotu, nie wchodzącego w skład ich grup kapitałowych, będzie skutkowało również nieponoszeniem przez koncerny energetyczne kosztów systemu EU ETS przypadających na te aktywa, co również może przyczynić się do powiększenia ich budżetów inwestycyjnych. Należy jednak zauważyć, że w krótkim okresie nie będzie to miało bezpośredniego przełożenia na ceny energii elektrycznej, gdyż koszty uprawnień do emisji CO₂ będą dalej ponoszone w wysokości powiązanej z emisyjnością źródeł wytwórczych, tylko że przez inny podmiot. W długim okresie jednak, przy kontynuowaniu tendencji zwiększania finansowania projektów budowy nowych mocy z OZE przez koncerny energetyczne, wpłynie to na ceny energii dzięki wyrwaniu się ze swego „zakłętą kręgu”. Polega on na tym, że wysoki koszt uprawnień do emisji CO₂ w Polsce, będący pochodną bardziej emisyjnej struktury produkcji energii elektrycznej niż w innych państwach członkowskich UE³⁴, jednocześnie sam – oczywiście obok szeregu innych czynników – tę strukturę utrwała w wyniku odpływu z koncernów energetycznych środków, które mogłyby one przeznaczyć na działania, w tym projekty inwestycyjne, o charakterze protransformacyjnym.

Wyrażając ogólną aprobatę dla celów Strategii transformacji i zaproponowanych w niej kierunków zmian, należy jednak zwrócić uwagę na niewystarczające odniesienie się do

³³ Od ang. *Environmental, social, and corporate governance*.

³⁴ Polski Instytut Ekonomiczny: *op. cit.*

prawnoeuropejskiego aspektu procesu wydzielenia aktywów węglowych i zintegrowania ich w NABE. Dokument ten nie uwzględnia obowiązujących przepisów o wspieraniu mocy węglowych, nie odnosi się do zasad konkurencji na rynku wewnętrznym, czy ograniczeń pomocy publicznej³⁵. Zagadnienia te nie były również przedmiotem szczegółowych wypowiedzi przedstawicieli MAP, ani większości parlamentarnej. W kontekście zgodności założeń Strategii transformacji z prawem UE zastanawiać może również fakt, iż wydzielenie aktywów węglowych³⁶ z różnych grup kapitałowych i ich integracja w jednym podmiocie nie stanowi elementu planu wygaszania aktywów węglowych w żadnym innym państwie europejskim³⁷.

3. IMPLEMENTACJA POLITYKI TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

Trzecim etapem cyklu polityki publicznej jest implementacja. Rola władz publicznych polega w tym przypadku na efektywnym zarządzaniu procesem wdrażania polityki publicznej, w tym zarządzaniu zmianą, rozumianą jako reagowanie na – przewidziane lub nieplanowane – skutki reformy. W kontekście NABE etap ten dotyczy w szczególności procesu

³⁵ Forum Energii: 10 kroków do wyjścia z kryzysu energetycznego, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/10-krokow> [dostęp: 07.09.2022 r.].

³⁶ Jednakże, zgodnie z badaniami autora, samo wydzielenie aktywów kopalnych do specjalnie utworzonych do tego celu spółek, odseparowanych instytucjonalnie od zasadniczej części grup kapitałowych (jednak pozostających formalnie ich częścią), jest stałą praktyką zarówno w spółkach, w których udziały mają państwa, jak i w tych o w pełni niepaństwowym akcjonariacie.

³⁷ Europe Beyond Coal: Overview: National coal phase-out announcements in Europe, s. 1-9, <https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2021/01/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-January-2021.pdf> [dostęp na 16.09.2022 r.]. Opracowanie to zawiera dane według stanu na styczeń 2021 r.

tworzenia spółki, wydzielenia przedmiotowych aktywów, a następnie etapu eksploatacji oraz systematycznego wygaszania jej aktywów wytwórczych. Etap ten w niniejszym przypadku – jeszcze przed przyjęciem ostatecznej wersji Strategii transformacji – zapoczątkowało zawarcie w dniu 23 lipca 2021 r. przez koncerny energetyczne i SP porozumienia dotyczącego współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych i ich integracji w ramach Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego³⁸.

Zgodnie z założeniami autorów Strategii transformacji, proces wydzielenia aktywów ma przyjąć formułę nabycia przez SP od 4 koncernów energetycznych wszystkich aktywów związanych z wytwarzaniem energii w elektrowniach zasilanych węglem kamiennym i brunatnym, w tym spółek serwisowych świadczących usługi na ich rzecz. W związku z nierozzerwalnością kompleksów energetycznych zasilanych węglem brunatnym wśród nabywanych aktywów znajdują się również kopalnie węgla brunatnego. Aktywa ciepłownicze koncernów energetycznych – w związku z ich planowanymi modernizacjami w kierunku źródeł nisko i zeroemisyjnych – nie będą przedmiotem wydzielenia.

Aktywa związane z wydobyciem węgla kamiennego nie zostaną włączone do podmiotu zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostkach węglowych. Na decyzję tę – przy wszelkich różnicach dotyczących funkcjonowania obu rynków krajowych – można spojrzeć w perspektywie doświadczeń Chińskiej Republiki Ludowej. Badania nad efektywnością polityki konsolidacji w sektorze węglowym Chin w latach 2005-2011 zdają się sugerować, że nabywanie kopalń (w przypadku chińskim również tych będących własnością podmiotów nie powiązanych z władzą publiczną) przez wielkie państwowe

³⁸ Enea: Raport bieżący nr 24/2021, <https://ir.enea.pl/pr/683235/zawarcie-porozumienia-dotyczacego-wspolpracy-w-zakresie-wydzielenia-aktywow-weglowych-i-ich-integracji-w-ramach-narodowej-agencji-bezpieczenstwa-energ> [dostęp: 10.09.2022 r.].

spółki³⁹ w celu ich konsolidacji może przyczynić się do poprawy efektywności w zakresie osiągania celów zrównoważonego rozwoju, jednak niekoniecznie ma pozytywny wpływ na efektywność wydobywania⁴⁰. Drugi z tych czynników ma kluczowe znaczenie w perspektywie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w okresie transformacji w sytuacji niedoborów na rynku węgla, takich jak obserwowane w wyniku nałożenia embarga na węgiel z Federacji Rosyjskiej.

Następnym krokiem w omawianym procesie będzie dokonanie przez SP integracji nabytych aktywów w ramach jednego podmiotu. Rolę integratora pełnić ma w nim PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna Spółka Akcyjna (dalej jako „PGE GiEK”). Integracja nastąpi poprzez połączenie spółek lub ich wniesienie na podwyższenie kapitału do PGE GiEK. Ta ostatnia ma działać pod firmą Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego S.A.

Strategia transformacji nie odnosi się do tego, jak rozstrzygnięta zostanie kwestia zadłużenia spółek wytwarzania, których aktywa będą wydzielane, mimo iż zadłużenie to liczone jest w dziesiątkach miliardów złotych⁴¹. Jej autorzy wskazują jedynie, że sposób rozliczenia transakcji, z uwagi na zadłużenie spółek wytwarzania wobec podmiotów dominujących w grupach kapitałowych, będzie przedmiotem szczegółowych uzgodnień

³⁹ Miało to miejsce w szczególności w trakcie kampanii konsolidacji zasobów węglowych z lat 2006-2010. Patrz: X. Cao: Policy and regulatory responses to coalmine closure and coal resources consolidation for sustainability in Shanxi, China. *Journal of cleaner production* 2017, nr 145, s. 199-208.

⁴⁰ Przyczyną takiego stanu rzeczy może być brak know-how w zakresie zarządzania takimi aktywami przez kadrę zarządzającą, która jednocześnie dobrze orientuje się w trendach ogólnogospodarczych, związanych m.in. z zasadami zrównoważonego rozwoju. J. Liu., H. Liu, X.L. Yao, Y. Liu: Evaluating the sustainability impact of consolidation policy in China's coal mining industry: a data envelopment analysis. *Journal of Cleaner Production* 2016, nr 112, s. 2969-2976.

⁴¹ Forum Energii: *op. cit.*

między SP a obecnymi właścicielami i ich kredytodawcami. Z informacji medialnych wynika, że o ile pierwotnie dług ten miał zostać przejęty przez NABE⁴², tak obecnie bardziej prawdopodobnym wydaje się rozdzielenie go między NABE a koncernami energetycznymi⁴³.

Rola NABE – jako właściciela wydzielonych wytwórczych aktywów węglowych – polegałaby na zapewnieniu niezbędnego bilansu mocy w systemie energetycznym. W świetle celu, jakim jest stopniowe wygaszanie zarządzanych przez nią aktywów wytwórczych, racjonalnym jest planowane ograniczenie się tego podmiotu do inwestycji odtworzeniowych niezbędnych do utrzymania sprawności eksploatowanych bloków węglowych. Wraz z podłączaniem do KSE nowych nisko- lub zeroemisyjnych źródeł wytwórczych NABE będzie wycofywało z użytkowania eksploatowane bloki węglowe. Wydzielenie aktywów węglowych ma pozwolić tym samym na przeprowadzenie kontrolowanej transformacji energetycznej.

Aby NABE wypełniało stawiane przed nią cele decydenci będą musieli jednak stworzyć mechanizmy gwarantujące wygaszanie aktywów węglowych wraz z postępem w zakresie podłączania zastępujących je nowych źródeł wytwórczych do KSE

⁴² Twierdził tak m.in. Prezes zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Wojciech Dąbrowski.

⁴³ B. Sawicki: Węglowy dług jednak pozostanie w spółkach energetycznych? Ważą się losy NABE, <https://www.parkiet.com/energetyka/art36755381-weglowy-dlug-jednak-pozostanie-w-spolkach-energetycznych-waza-sie-losy-nabe> [dostęp: 16.09.2022 r.]. Według analityka DM BDM Krystian Brymora jeśli realizowane zostaną propozycje pozostawienia długu w spółkach będzie to oznaczało, że sam proces powstania NABE się wydłuży, co paradoksalnie może to służyć koncernom energetycznym, ponieważ „dzięki wysokim cenom energii ich marże są ponadprzeciętne i obecnie zarabiają na węglowych aktywach wytwórczych”. Jego zdaniem, jeśli wyniki finansowe tych spółek wzrosną kilkukrotnie, zarządzający koncernami mogą chcieć dłużej pozostać przy aktywach węglowych, także po 2023 r. Patrz: *Ibidem*.

(i w ogóle zapewniających podłączanie tych ostatnich). Jak wskazują bowiem eksperci krajowych think tanków, bez takich gwarancji NABE może nie mieć interesu w stosowaniu się do zasad rynkowych i realizacji celów klimatycznych UE⁴⁴, a powołanie jej może wręcz opóźnić wycofywane aktywów węglowych z rynku, gdyż ułatwi ich dłuższe wspieranie w ramach jednego, skonsolidowanego podmiotu⁴⁵.

W wypowiedziach publicznych przedstawiciele większości parlamentarnej podkreślają, że – przy obecnych uwarunkowaniach, takich jak wysokie koszty systemu EU ETS – NABE nie będzie spółką działającą w oparciu o czyste zasady rynkowe⁴⁶. Aby przeciwdziałać negatywnym skutkom związanym z niedostatecznym bilansem zakłada się stworzenie dedykowanego jej mechanizmu wsparcia. Celem tego rozwiązania ma być stopniowe odstawianie jednostek węglowych, z uwzględnieniem konieczności utrzymania niezbędnych rezerw mocy do czasu wprowadzenia do KSE nowych nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwórczych zdolnych do jego zbilansowania, oraz zapobieżenie szokowi podażowemu związanemu z odstawianiem dużej liczby jednostek węglowych w krótkim czasie. Nie przedstawiono jednak dotąd pomysłu, na czym w praktyce miałyby polegać rzeczony mechanizm wsparcia. Szczegółowe rozwiązania dotyczące mechanizmu wsparcia mają być przedmiotem

⁴⁴ Tak Paweł Czyżak, analityk w Fundacji InStrat. Patrz: K. Zamorowska: Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego - wielka szansa, tylko dla kogo?, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosc/narodowa-agencja-bezpieczenstwa-energetycznego-aktywa-weglowe-MAP-10202.html> [dostęp: 06.09.2022 r.].

⁴⁵ Tak Aleksander Śniegocki, kierownik Programu Energia, Klimat i Środowisko w WiseEuropa. Patrz: *Ibidem*.

⁴⁶ Patrz np. wypowiedź wicepremiera i ministra aktywów państwowych Jacka Sasina. B. Sawicki: MAP przygotowuje mechanizm wsparcia wydzielenia aktywów węglowych, <https://biznesalert.pl/wydzialenie-aktywow-weglowych-nabe-sasin-wegiel-energetyka/> [dostęp: 15.09.2022 r.].

oddzielnych regulacji. Do zagadnienia zgodności mechanizmu wsparcia z prawem UE odniesiono się dotąd dość lapidarnie, wskazując jedynie że „ze względu na ograniczenia wynikające z europejskich przepisów dotyczących funkcjonowania rynku wewnętrznego będą musiały zostać zatwierdzone przez Komisję Europejską”⁴⁷.

4. EWALUACJA I ZAKOŃCZENIE REALIZACJI POLITYKI TRANSFORMACJI

Ostatnie stadium cyklu polityki publicznej stanowi ewaluacja i zakończenie realizacji polityki. Władza publiczna ocenia wtedy stopień, w jakim udało się jej zrealizować swoje zamierzenia i w zależności od wyników tejże oceny, decyduje o kontynuowaniu, zmianie lub zakończeniu realizacji zaprojektowanej polityki publicznej. W zakresie oceny realizacji celów przyświecających przyjęciu Strategii transformacji decydenci mogą oprzeć się na, przytaczanych w tym dokumencie, rozwiązaniach przyjętych w Niemczech.

Tamtejszy rząd zamierza ewaluować rezygnację z węgla pod względem bezpieczeństwa dostaw i zmian cen energii elektrycznej kolejno w latach 2026, 2029 i 2030. Analizie ma zostać poddana również możliwość przyspieszenia redukcji energetyki węglowej, a tym samym stopniowego odejścia od węgla już do roku 2035.

PODSUMOWANIE

Naczelnym celem przyświecającym autorom Strategii transformacji jest zapewnienie by koncerny energetyczne skupiły się na realizacji inwestycji nisko- i zeroemisyjnych. W tym celu z ich grup kapitałowych wydzielone zostaną aktywa związane z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych. Właścicielem takich aktywów zostanie NABE. Rozwiązanie to ma przyczynić się do stopniowego

⁴⁷ Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, *op. cit.*

zwiększenia dywersyfikacji źródeł energii w Polsce przy jednoczesnym zapewnieniu stabilnej perspektywy dotyczącej bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju.

Rozwiązanie to należy ocenić generalnie pozytywnie. Na etapie szczegółowych prac nad utworzeniem NABE niezbędnym będzie jednak szczegółowe określenie mechanizmów gwarantujących wywiązywanie się przez NABE ze stawianych przed nią wymagań, dotyczących samej istoty działalności tej instytucji, tj. stopniowego wygaszania aktywów, którymi będzie zarządzać.

Podobnie pozytywnie, co do zasady, autor ocenia jakość samej Strategii transformacji. Autorzy tego dokumentu w sposób trafny zidentyfikowali problemy, na które odpowiedzią ma być utworzenie NABE, takie jak trudności ze zdobywaniem finansowania, wzrost kosztów wytwarzania energii na skutek m.in. wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ oraz konieczność znaczącej rozbudowy infrastruktury wytwórczej. W sposób odpowiedni określono również treść polityki transformacji oraz sposób jej implementacji.

Utworzenie NABE stanowi interesujące i zarazem pionierskie w skali europejskiej rozwiązanie. Z okolicznością tą wiążą się jednak zasadnicze ryzyka prawne, które mogą mieć wpływ na powodzenie całego procesu wydzielenia i integracji aktywów węglowych, a w rezultacie również na tempo przeprowadzanej w Polsce transformacji energetycznej. Z zawodem należy zauważyć, że po dokumencie takim, jak Strategia transformacji, można było oczekiwać, iż jej autorzy odniosą się do kluczowych w tym kontekście regulacji z zakresu wspierania mocy węglowych, zasad konkurencji na rynku wewnętrznym oraz ograniczeń pomocy publicznej i określą scenariusze alternatywne na wypadek sprzeciwu instytucji unijnych, w tym w szczególności Komisji Europejskiej.

LITERATURA

- [1] Banking on Climate Chaos: Fossil Fuel Finance Report 2022, s. 5-6, https://www.ran.org/wp-content/uploads/2022/03/BOCC_2022_vSPREAD-1.pdf [dostęp: 12.09.2022 r.].
- [2] Cao X.: Policy and regulatory responses to coalmine closure and coal resources consolidation for sustainability in Shanxi, China. *Journal of cleaner production* 2017, nr 145, s. 199-208.
- [3] Chan H. Y., Merdekawati M., Suryadi B.: Bank climate actions and their implications for the coal power sector. *Energy Strategy Reviews* 2022, nr 39.
- [4] Elliott J., Löfgren Å.: If money talks, what is the banking industry saying about climate change?. *Climate Policy* 2022, nr 22:6, s. 748.
- [5] Enea: Raport bieżący nr 24/2021, <https://ir.enea.pl/pr/683235/zawarcie-porozumienia-dotyczacego-wspolpracy-w-zakresie-wydzialenia-aktywow-weglowych-i-ich-integracji-w-ramach-narodowej-agencji-bezpieczenstwa-energ> [dostęp: 10.09.2022 r.].
- [6] Europe Beyond Coal: Overview: National coal phase-out announcements in Europe, s. 1-9, <https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2021/01/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-January-2021.pdf> [dostęp na 16.09.2022 r.].
- [7] Forum Energii: 10 kroków do wyjścia z kryzysu energetycznego, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/10-krokow> [dostęp: 07.09.2022 r.].
- [8] Fundacja Rozwój Tak – Odkrywki Nie: Banki finansują sektor paliw kopalnych: jak to robią i jak mogą z tym skończyć?, s. 9-13.
- [9] Jann W., Wegrich K.: Theories of the Policy Cycle [w:] red. Fischer F., Miller J. G., Sidney M.: *Handbook of Public Policy Analysis: Theory, Politics, and Methods*, CRC Press: 2007, s. 45-55.
- [10] Kancelaria Prezesa Rady Ministrów: Uchwała w sprawie przyjęcia dokumentu: „Transformacja sektora

- elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa”, <https://www.gov.pl/web/premier/uchwala-w-sprawie-przyjecia-dokumentu-transformacja-sektora-elektroenergetycznego-w-polsce-wydzielenie-wytworczych-aktywow-weglowych-ze-spolek-z-udzialem-skarbu-panstwa> [dostęp: 01.09.2022 r.].
- [11] Komisja Europejska: Europejski Zielony Ład, Komunikat Komisji z dnia 11.12.2019, Bruksela, COM(2019) 640 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0640&from=EN> [dostęp: 02.09.2022 r.].
- [12] Liu J., Liu H., Yao X.L., Liu Y.: Evaluating the sustainability impact of consolidation policy in China's coal mining industry: a data envelopment analysis. *Journal of Cleaner Production* 2016, nr 112, s. 2969-2976.
- [13] Ministerstwo Aktywów Państwowych: Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa, Warszawa: luty 2022 r., <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/nabe-staje-sie-faktem> [dostęp: 01.09.2022 r.].
- [14] Polski Instytut Ekonomiczny: Koszt emisji CO₂ w produkcji 1 MWh w Polsce 3-krotnie wyższy niż średnia unijna. *Tygodnik Gospodarczy PIE* 36/2022, 8 września 2022 r. s. 3-6.
- [15] Rada Europejska, Rada Unii Europejskiej: Gotowi na 55, <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> [dostęp: 02.09.2022 r.].
- [16] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (Dz. U. UE. L. z 2020 r. Nr 198, str. 13 z późn. zm.).
- [17] Sawicki B.: MAP przygotowuje mechanizm wsparcia wydzielenia aktywów węglowych,

- <https://biznesalert.pl/wydzielenie-aktywow-weglowych-nabe-sasin-wegiel-energetyka/> [dostęp: 15.09.2022 r.].
- [18] Sawicki B.: Węglowy dług jednak pozostanie w spółkach energetycznych? Ważą się losy NABE, <https://www.parkiet.com/energetyka/art36755381-weglowy-dlug-jednak-pozostanie-w-spolkach-energetycznych-waza-sie-losy-nabe> [dostęp: 16.09.2022 r.].
- [19] Załącznik do obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M. P. z 2021 r. poz. 264).
- [20] Zamorowska K.: Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego - wielka szansa, tylko dla kogo?, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/narodowa-agencja-bezpieczenstwa-energetycznego-aktywa-weglowe-MAP-10202.html> [dostęp: 06.09.2022 r.].

NATIONAL ENERGY SECURITY AGENCY – BETWEEN ENERGY SECURITY, ENERGY TRANSITION AND INTEGRATION OF ASSETS

Key words: National Energy Security Agency, energy security, energy transition, asset integration.

Summary. 'Transition of the electricity sector in Poland. Spin-off of coal-fired generation assets from state-owned companies' is a strategic document developed in February 2022 at the Polish Ministry of State Assets. It is intended to implement the 'Energy Policy of Poland until 2040' (PEP40) and meet the binding targets of the European Union's energy and climate policy. It assumes the spin-off to a separate entity of conventional coal-fired generation assets, hitherto part of state-controlled energy concerns. The entity integrating these assets would be the National Agency for Energy Security (NABE). The subject of the article is an analysis of the rationale for the creation of NABE in the perspective of the possibility of achieving the objectives set by

the authors of the said strategy document. In particular, the author analyses the correlation between the integration of coal assets and ensuring energy security, achieving the objectives of PEP40, while ensuring compliance with applicable EU law. As part of his analysis, he draws on English-language literature on energy transition and climate policy models and practice, as well as public policy literature. He also makes use of official communications from public institutions, media information and expert discourse, including the so-called 'grey literature' (in particular studies prepared by NGOs).

Radosław Łapszyński, prawnik i ekonomista. Doktorant z zakresu nauk prawnych w Szkole Doktorskiej Nauk Społecznych Uniwersytetu Warszawskiego.

Menedżer ds. prawnych i regulacyjnych w Forte Renewables. Ekspert organizacji pozarządowych. Nauczyciel akademicki. Autor artykułów naukowych i raportów z zakresu regulacji energetyki, teorii regulacji, zarządzania publicznego, administracji publicznej oraz polityk publicznych, w tym w szczególności polityki energetycznej, mieszkaniowej i rozwoju.

Ukończył prawo na Uniwersytecie Warszawskim, finanse i rachunkowość (specjalność: finanse przedsiębiorstwa) w Szkole Głównej Handlowej, studia podyplomowe z zakresu funkcjonowania rynków energii w Szkole Głównej Handlowej oraz executive program z zakresu zielonej transformacji na University of Cambridge.

E-mail: r.lapszynski@uw.edu.pl.

Rozwój technologii efektywnego magazynowania energii w zbiornikach sprężonego powietrza

Przemysław Jura

Słowa kluczowe: magazyny energii, zbiorniki sprężonego powietrza, sprężone powietrze

Streszczenie: W dzisiejszym świecie, gdzie kryzys klimatyczny i gospodarka odpadami stają się coraz poważniejszymi problemami, poszukiwanie ekologicznych i zrównoważonych rozwiązań staje się niezbędne. Jednym z takich rozwiązań jest produkcja stałych paliw alternatywnych z odpadów, która zyskuje na popularności dzięki możliwości przekształcania odpadów w cenne źródła energii. W tym kontekście coraz większą rolę zaczyna odgrywać sztuczna inteligencja (AI), oferująca innowacyjne metody optymalizacji i usprawniania procesów produkcyjnych.

Wraz z postępem technologicznym, rośnie znacząco zapotrzebowanie na energię elektryczną. Pojawia się a w ramach sieci elektroenergetycznej. Ważnym jest jednak spełnienie jednak przesłanki, zgodnie z którą energia może być magazynowana, gdy produkcja przeważa nad zużyciem, i wykorzystywana, gdy zużycie przeważa nad produkcją.⁴⁸ Zaletą takiego rozwiązania jest fakt, że dzięki takiemu działaniu produkcja energii z elektrowni nie musi być dostosowywana do chwilowego zużycia. Z czasem zdecydowano się także na stworzenie instalacji, mających za zadanie magazynowanie energii.⁴⁹ Był to również

⁴⁸ B. Lawson, "Grid Scale Energy Storage Systems", The Electropaedia, Woodbank Communications Ltd, 2005, https://www.mpow-eruk.com/grid_storage.htm

⁴⁹ F. Kühnlenz, "How much storage does the "Energiewende" need?", BCDC energy, Lähienergia, 2018, <https://www.lahienergia.org/how-much-storage-does-the-energiewende-need/>

efekt rosnącego popytu na magazyny energii zarówno w instalacjach małych oraz dużych, ze względu na niejednostajną generację elektryczności w przypadku źródeł OZE. Taka instalacja zyskała miano magazynu energii. Określono ją również jako definicję legalną na kanwie ustawy Prawo energetyczne, gdzie określono ją jako instalację umożliwiającą magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej. Przed unifikacją Ustawa o rynku mocy oraz Ustawa o OZE podawały własne definicje magazynu energii, co następczo prowadziło do wielu problemów natury prawnej i formalnej. Można więc twierdzić, że magazyn energii umożliwia przechowywanie prądu. Taka opcja pojawia się, gdy produkcja energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną, przeważa nad zużyciem. Określa się takie zjawisko mianem „odłożenia konsumpcji energii elektrycznej w czasie”. Zgromadzone w ten sposób nadwyżki mogą być następnie wykorzystywane w momentach zwiększonej konsumpcji. Magazyn energii można wykorzystać na sposoby opisane poniżej. Przede wszystkim istnieje możliwość zatrzymania wyprodukowanej energii. W sytuacji, gdy posiadacz instalacji PV nie korzysta z magazynu energii, to oddaje nadwyżkę wyprodukowanego prądu bezpośrednio do sieci energetycznej na mało korzystnych obecnie warunkach rozliczeniowych. Natomiast dzięki magazynowi cała energia zostaje do jego dyspozycji na miejscu. Kolejnym wykorzystaniem funkcjonalności tychże magazynów jest możliwość zyskania niezależności. Wtedy to magazyn energii zabezpiecza jego właściciela lub operatora przed przerwami w dostawie energii. Dzięki temu zarówno gospodarstwo domowe, gospodarstwo rolne, jak i przedsiębiorstwo, są odporne na wszelkiego rodzaju awarie zasilania, anomalie pogodowe oraz inne niespodziewane wydarzenia.

Analizując powyższy przypadek w praktyce, warto wskazać spółkę NON - TOXIC POLYMERS, która podejmuje działania na szeroko pojętym rynku magazynowania energii. Rynek ten można podzielić ze względu na kilka

kryteriów. Pierwszym z nich będzie typ danego klienta i co za tym idzie, wielkość samej instalacji. Pierwszą grupę będą stanowić projekty o dużej skali. Takie zazwyczaj są przeznaczone dla klientów biznesowych. Przykładem takich kontrahentów mogą być farmy OZE, placówki przemysłowe, operatorzy sieci czy też kompleksy budynków. Kolejną grupę stanowić będą klienci indywidualni oraz gospodarstwa domowe. Takie podmioty zazwyczaj nabywają magazyny energii działające w małej skali. Opierają się one głównie o technologie elektrochemiczne, czyli przykładowo baterie litowo-jonowe.

Analizując dostępną technologię, można wyróżnić następujące metody magazynowania energii. Po pierwsze stosuje się magazynowanie mechaniczne, są to zazwyczaj elektrownie szczytowo-pompowe, magazyny sprężonego powietrza oraz koła zamachowe.⁵⁰ Kolejną stosowaną technologią są metody elektrochemiczne, czyli te związane z akumulatorami i ładowaniem baterii. Kolejnym rozwiązaniem są technologie chemiczne, czyli związane z ogniwami paliwowymi, tworzeniem wodoru i metanu. Ostatnią ze znanych jest technologia elektryczna wykorzystująca superkondensatory.⁵¹ Spółka planuje sprzedaż rozwiązania przede wszystkim dla klientów biznesowych, natomiast samo rozwiązanie opiera się o magazynowanie energii w formie sprężonego powietrza.

Obecnie popyt na magazyny energii na świecie rośnie, ze względu na rosnące wykorzystanie odnawialnych źródeł

⁵⁰ A. Jamrozik, A. Głuszek, A. Olejnik, „Nowoczesne metody magazynowania energii”, CZASOPISMO INŻYNIERII ŁADOWEJ, ŚRODOWISKA I ARCHITEKTURY nr 61 str. 227-236, 2014

⁵¹ Enerad, magazyny energii <https://enerad.pl/magazyny-energii/>

energii, które często generują energię elektryczną w sposób niejednostajny, wymagający jej przechowywania na okresy, w których produkcja jest zmniejszona (np. różnica w generowaniu energii elektrycznej ze źródeł PV w okresie niskiego i wysokiego nasłonecznienia), a także ze względu na szybko postępującą, coraz wydajniejszą technologię przechowywania energii oraz inicjatywy rządowe dofinansowujące budowę magazynów (m.in. w Niemczech, Polsce).

Elektrochemiczne magazyny energii charakteryzują się wysoką sprawnością, ale i wysoką ceną oraz ograniczoną żywotnością, co wpływa na wysoki koszt magazynowania. Elektrownie szczytowo-pompowe są długowieczne i mają wysokie sprawności, ale wymagają odpowiedniej, rzadko spotykanej konfiguracji terenu i są bardzo kosztowne. Kinetyczne zasobniki energii magazynują energię z wysoką sprawnością i również wykazują się długowiecznością, jednak w ich przypadku magazynowanie ogranicza się do maksymalnie 48 godzin. Magazynowanie energii w wodorze ma bardzo niską całkowitą sprawność cyklu (max 25%) i nie nadaje się do długotrwałego przechowywania energii.⁵²

Rozwiązania wykorzystujące sprężone powietrze mogą mieć dobrą sprawność, o ile zastosuje się rozwiązania quasi-adiabaticzne, quasi-izotermiczne albo wykorzystujące odpadowe źródła ciepła, są względnie tanie, ale pojemności limitowane są wysokimi cenami zbiorników. Zastosowanie rozwiązania wg projektu radykalnie zwiększa dostępność magazynów energii przez drastyczne obniżenie kosztów zbiorników. Warto też zwrócić uwagę na to że to rozwiązanie pozwala na rozwiązanie kilku problemów magazynowania energii. Nie dotyczą jej wady słabej ciągłości działania i niestabilnej mocy elektrowni OZE. Pozwalając na realizację stabilnej mocy wyjściowej i zapewniając skuteczne rozwiązanie dla wykorzystania energii

⁵² A. Chmielewski, J. Kupecki, Ł. Szablowski, K. Fijałkowski, J. Zawieska, K. Bogdziński „Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii” Raport Fundacji WWF Polska, 2020

odnawialnej na dużą skalę. Umożliwia również zmniejszenie szczytowego obciążenia, poprawiając efektywność, bezpieczeństwo i ekonomiczność systemu energetycznego.⁵³ Wykazało jednak swoją przydatność pod względem czystego nośnika magazynowania, skalowalności, długiej żywotności, długiego czasu rozładowania, niskiego samorozładowania, dużej trwałości i stosunkowo niskiej koszt kapitału na jednostkę zmagazynowanej energii.⁵⁴

Jak chodzi o rynek globalny, to wg przewidywań Precedence Research⁵⁵, w 2021 roku globalny rynek stacjonarnych systemów przechowywania energii wyniósł 31,22 mld USD. Do 2030 r. ma on osiągnąć pułap 224,8 mld USD, wykazując CAGR w okresie 2022 - 2030 w wysokości 24,9%. Pod względem mocy, BloombergNEF podaje⁵⁶, że instalacje magazynowania energii osiągną 411 GW (1 194 GWh) pod koniec 2030 roku, co przełoży się na ponad 15-krotny wzrost z pojemności 27 GW (56 GWh) w 2021 r. Podsektor rynku magazynowania energii w sprężonym powietrzu wg Global Industry Analysts⁵⁷ ma do końca 2022 roku wynieść 4 mld USD i w okresie 2022-

⁵³ Q. Zhou, D. Du, C. Lu, Q. He, W. Liu, "A review of thermal energy storage in compressed air energy storage system", Energy nr 188, 2019

⁵⁴ E. Bazdar, M. Sameti, F. Nasiri, F. Haghihat, "Compressed air energy storage in integrated energy systems: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews nr 167, 2022

⁵⁵ Precedence Research, Stationary Energy Storage Market - Global Industry Analysis, Size, Share, Growth, Trends, Regional Outlook, and Forecast 2023 - 2032, Kod Raportu 1533, 2023

⁵⁶ V. Henze, „Global Energy Storage Market to Grow 15-Fold by 2030”, BloombergNEF, 2022

⁵⁷ D. Worford, „Compressed Air Energy Storage Market Expected to See Growth” Environment + Energy Leader, 2022

2026 wzrosnąć do 5,7 mld USD, osiągając CAGR na przestrzeni czterech lat w wysokości ok. 24%.

Analizując rynek europejski, zgodnie z przewidywaniami Mor-dor Intelligence, rynek magazynowania energii w Europie na przestrzeni lat 2021-2027 pod względem mocy zainstalowanej będzie rósł z prędkością 16,3% r/r, zwiększając się z 1,6 GW mocy w 2020 roku do 5,2 GW w 2027. Wg raportu WoodMc-Kenzie,⁵⁸ w samym 2022 r. moc energii przechowywanej w du-żych instalacjach (grid-energy storage, instalacje podpięte do sieci) ma wzrosnąć w Europie o 98% (2,8GW / 3,3GWh) w sto-sunku do roku 2021. Najszybciej rozwijającymi się pod tym względem rynkami ma być rynek Wielkiej Brytanii, Włoch, Niemiec, Hiszpanii i Francji.

Komisja Europejska podaje, że pomiędzy majem a sierpniem 2022 r. źródła fotowoltaiczne odpowiadały za 12% wyprodukowanej elektryczności w całej Unii Europejskiej, natomiast źródła wiatrowe - 13%, co przełożyło się na ponad 29 mld euro zaoszczędzonych na imporcie gazu. Wg raportu International Renewable Energy Agency, całkowita moc zainstalowana in-stalacji fotowoltaicznych w UE w 2021 r. wyniosła 173,62 GW, natomiast z instalacji wiatrowych: 235,712 GW. W tym samym roku Polska uplasowała się na 8. miejscu zarówno pod wzglę-dem całkowitej mocy zainstalowanej PV (6,257 GW) i wiatro-wej (7,116 GW). Była też 4. krajem pod względem nowo doda-nej w ciągu całego roku mocy PV (3,2 GW), będąc m.in. przed Francją (2,5 GW).

Jeśli chodzi o rynek w Polsce, to wg Ministerstwa Klimatu i Środowiska, najwięcej mocy zainstalowanej w Polsce z zakresu magazynów energii przypada obecnie na elektrownie szczy-towo-pompowe - 1767,6 MW.

⁵⁸ Wood Mackenzie, „Wood Mackenzie’s 2022 energy transition outlook: Highlights”, Wood Mackenzie, 2022

Zgodnie z przewidywaniami Ministerstwa, w najbliższych latach w Polsce najszybciej będzie rósł segment bateryjnych magazynów energii, których obecna moc zainstalowana wynosi ok. 32 MW. Podczas gdy głównymi instalatorami magazynów energii są na ten moment duże przedsiębiorstwa energetyczne (Energa, Tauron, PKP Energetyka) budujące dużą ilość instalacji magazynowych rzędu paru MW, rośnie także ilość prosumentów decydujących się na uzupełnienie instalacji OZE o przydomowy magazyn energii. Ostatnie znaczące projekty o dużej skali to m.in. powstały w ramach polsko-japońskiego projektu wspieranego przez MKiŚ największy hybrydowy magazyn energii elektrycznej o mocy 6 MW zlokalizowany na farmie wiatrowej Bystra, bateryjne magazynu energii w Pucku (Energa Operator, 750 kW) Rzepedzi (PGE, 2,1 MW); Garbcach (PKP Energetyka, 5,5 MW); Lubachowie (Tauron, 500 kW); Wielkiej Wsi 50 kW (Tauron, 50 kW), Bateryjny Zasobnik Energii przy farmie PV na Górze Żar (500 kW). Ponadto ok. 16 MW jest zainstalowanych w tzw. magazynach przemysłowych.

Największe plany inwestycji w magazyny energii ma PGE, która do 2030 roku chce w tej technologii mieć około 800 MW. Spółka wytypowała kilkanaście lokalizacji, z których największy projekt CHEST o mocy 205 MW i pojemności 820 MWh ma powstać w Żarnowcu. Prawie wszystkie projektowane obecnie przez PGE magazyny będą wykorzystywały technologię litowo-jonową, ale w Kielcach w planach jest magazyn skroplonego powietrza.

Według raportu portalu rynekelektryczny.pl opartego o dane podane przez Urząd Regulacji Energetyki, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. i Agencję Rynku Energii moc zainstalowana źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w Polsce na koniec sierpnia 2022 przedstawiała się następująco:

- Fotowoltaika: 11 036,2 MW (wzrost o 84% w porównaniu do sierpnia poprzedniego roku)
- Elektrownie wiatrowe: 7 666,3 MW (wzrost o 12,7% w porównaniu do sierpnia poprzedniego roku)

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki na koniec czerwca 2021 roku w Polsce działały 82 instalacje fotowoltaiczne, których moc była większa lub równa 1 MW (zdecydowana większość instalacji fotowoltaicznych to mikroinstalacje), natomiast pod koniec 2020 roku w Polsce działało 1239 farm wiatrowych, w tym 1111 o mocy poniżej 10 MW (89,7%) i 128 o mocy większej lub równej 10 MW.

Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2030 r. powstać ma 300 klastrów energii - obecna liczba klastrów energii jest trudna do zweryfikowania, ponieważ nie jest prowadzony ich pełny wykaz, natomiast na rok 2020 co najmniej 66 klastrów otrzymało Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii w wyniku konkursu organizowanego przez Ministerstwo Energii. Do konkursu zgłosiło się 199 klastrów.

Warto również zwrócić uwagę na możliwość magazynowania energii w postaci sprężonego powietrza w zbiornikach. Taki sposób można dalej podzielić na grupy, które różnią się typowym czasem trwania rozładowania, częstotliwością cykli, pojemnością i czasem odpowiedzi lub typem magazynu. Magazynowanie powietrza może przybrać formę magazynowania energii mechanicznej tj. magazynowania energii sprężonego powietrza (literatura międzynarodowa stosuje skrót CAES) lub magazynowania energii chemicznej w układzie power-to-gas, z wykorzystaniem np. wodoru lub syntetycznego metanu. W literaturze naukowej na uwagę zasługuje także rozwiązanie umożliwiające adaptację szybów pokopalnianych na zbiorniki sprężonego powietrza. Potencjał rozwoju technologii tkwi w zagłębiach węglowych, np. w Polsce w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym, gdzie obecnie eksploatowanych jest około 150 szybów. Wielkości poszczególnych szybów możliwych do wykorzystania jako magazyny sięga 60 000 m³.

Proces likwidacji kopalń i wzrost potencjału OZE doprowadzi do wzrostu potencjału i potrzeby budowy magazynów energii o cechach rozwiniętego systemu hybrydowego.⁵⁹

Spośród wymienionych technologii systemy CAES mogą zapewniać moc wyjściową w skali MW i wykazywać dobre osiągi przy częściowym obciążeniu oraz umiarkowane czasy odpowiedzi. Dlatego takie systemy są realnymi opcjami do zastosowania jako systemy w sytuacjach zasilania szczytowego lub arbitrażu. Zasada działania systemu CAES polega na sprężaniu powietrza za pomocą napędzanej elektrycznie sprężarki podczas pompowania powietrza do zbiornika, a następnie rozprężaniu sprężonego powietrza za pomocą turbiny napędzającej generator podczas rozładowania. CAES może działać adiabatycznie lub diabatycznie, ostatnie rozwiązania kierują się także ku obiegom quasiizotermicznym. W konstrukcji adiabatycznej ciepło sprężania jest magazynowane wraz z powietrzem za pośrednictwem magazynu energii cieplnej i służy do ponownego podgrzewania gazu podczas wyładowania. W przeciwieństwie do tego, konstrukcje diabatyczne nie przechowują ciepła sprężania podczas ładowania. W związku z tym podczas rozładowania wymagane jest dodatkowe źródło ciepła. Wymóg ten można spełnić spalając gaz ziemny lub biopaliwa. W konsekwencji diabatyczne systemy CAES mogą pracować jako elektrownie magazynowe, jak i elektrownie szczytowe. Te ograniczenia nie dotyczą obiegów quasiizotermicznych. W obu przypadkach moc, którą system CAES może przyjąć lub zapewnić, zależy przede wszystkim od stosunku ciśnienia powietrza przed i po sprężaniu lub rozprężaniu oraz od odpowiednich masowych przepływów powietrza.

Ogólnie rzecz biorąc, system CAES jako mechaniczny magazyn energii przechowuje energię w postaci powietrza o wysokim ciśnieniu i jak wspomniano wcześniej, jest to jeden ze

⁵⁹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054422030195X>

znanych sposobów magazynowania energii, który istnieje na całym świecie od małych do dużych pojemności. Generalnie działanie systemu CAES opiera się na trzech procesach: kompresji, magazynowaniu i rozprężaniu. Dlatego sprężarki wykorzystują energię elektryczną do sprężania powietrza podczas zapotrzebowania pozaszczytowego w trybie ładowania. Powietrze o wysokim ciśnieniu i wysokiej temperaturze jest schładzane przed przechowywaniem w zbiorniku powietrza. Energia cieplna może być rozpraszana do atmosfery, przechowywana w akumulatorze energii cieplnej lub wykorzystywana do zastosowań grzewczych. W procesie rozładowywania zmagazynowane powietrze o wysokim ciśnieniu jest uwalniane, gdy wymagana jest energia elektryczna. Następnie jest wstępnie podgrzewane przez zewnętrzne źródło ciepła albo atmosferę i rozprężane przez turbiny wytwarzające energię elektryczną.⁶⁰

CAES ma wysoką pojemność energetyczną i moc znamionową, dzięki czemu nadaje się do stosowania jako stacjonarne i wielkoskalowe magazyny energii ze względu na jego zdolność do przechowywania dużej ilości energii. Jednak gęstość energii i mocy CAES jest niska, co oznacza, że ilość energii i moc zmagazynowana w określonej objętości w odniesieniu do właściwości termodynamicznych powietrza jest niewielka. W związku z tym do tej pory jako zbiornik sprężonego powietrza wykorzystywano kawerny podziemne, puste wyrobiska etc. - potrzebny jest większy zbiornik magazynowy do przechowywania znacznej ilości energii. Ponadto CAES ma stosunkowo niską efektywność energetyczną. Zakres efektywności energetycznej wynosi od 40 do 75%. Istniejące rozwiązania CAES mają sprawność energetyczną rzędu 42,54%. Dla porównania, bardziej zaawansowane jednostki CAES, takie jak adiabatyczne CAES (A-CAES), mają sprawność energetyczną około 68%. Względne dzienne samorozładowanie CAES jest niewielkie, co wydłuża

⁶⁰ Ł. Bartela, „A hybrid energy storage system using compressed air and hydrogen as the energy carrier”, Energy nr 196, 2020

czas przechowywania i sprawia, że nadaje się do przechowywania i rozładowywania energii przez długi czas bez marnowania energii. Koszt energii (lub mocy) CAES jest jednym z najniższych spośród wszystkich magazynów energii chociaż początkowy koszt kapitału jest stosunkowo wysoki. Większość obiektów CAES na całym świecie działa jako jednostki zmieniające energię, ponieważ mogą ładować i rozładowywać się od godzin/dni gdy jest stosunkowo niski koszt energii, mając długi czas rozładowania – rozładowywać się gdy energia jest droga. Odbiorcy mogą wykorzystywać CAES do zarządzania swoim zużyciem energii zgodnie z taryfą cenową energii (w godzinach szczytu i poza szczytem), aby zminimalizować koszty energii. CAES może być również stosowany jako zapasowe źródło zasilania, które może służyć jako alternatywne źródło zasilania dla szpitali, banków i centrów przetwarzania danych. CAES można zintegrować z systemami energii odnawialnej, zwłaszcza energii wiatrowej i słonecznej. Takie zastosowania odpowiadają na fluktuację energii odnawialnej poprzez wychwytywanie nadwyżki energii odnawialnej i efektywne jej magazynowanie. Ponadto CAES mogą służyć jako silniki napędowe w pojazdach o napędzie powietrznym. Wykorzystanie CAES do poligeneracji, indywidualnie lub w połączeniu z systemami kogeneracji w ramach hubu energetycznego, jest kolejnym obiecującym i wykonalnym zastosowaniem tego systemu. Oznacza to, że CAES może być wykorzystywany do generowania chłodziwa, ogrzewania i energii elektrycznej, co poprawia wydajność lub może być połączony z systemami kogeneracji w celu poprawy wydajności mikrosystemu energetycznego.⁶¹

Rozwiązania wykorzystujące sprężone powietrze mogą mieć dobrą sprawność o ile zastosuje się rozwiązania quasi adiabatyczne albo quasiizotermiczne albo wykorzystujące odpadowe

⁶¹ H. Lund, „The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy system”, Energy Conversion and Management nr 50, 2009

źródła ciepła, są względnie tanie, ale pojemności limitowane są wysokimi cenami zbiorników. Zastosowanie rozwiązania wg projektu radykalnie zwiększa dostępność magazynów energii przez drastyczne obniżenie kosztów zbiorników z 500 USD za 1 m³ do około 200 USD za 1 m³. Docelowo, przy zastosowaniu umiarkowanych ciśnień, rzędu 15-20 MPa możliwe jest zmagazynowanie w 1 m³ energii rzędu 0,15 kWh. Przy zastosowaniu ubocznego ciepła lub w warunkach dogrzewania wartość ta wzrasta do 0,3-0,5 kWh. Typowy zbiornik rozwijany przez firmę NON - TOXIC POLYMERS o wewnętrznej objętości 20 m³ pozwala zmagazynować od 3 do 10 kWh. Kluczowy jest koszt zbiornika sprężonego powietrza. Zastosowanie materiałów i struktur z odzysku do budowy zbiorników sprężonego powietrza pozwala na radykalne obniżenie kosztu magazynowania 1 kWh.

Podsumowując powyższe rozważania, wskazać trzeba, że można obserwować szybko rosnący rynek odnawialnych źródeł energii i zwiększająca się ich moc zainstalowana zarówno globalnie, jak i w Europie. Coraz więcej jednostek, zarówno skali makro jak i mikro, kończąc na zwykłych gospodarstwach domowych, decyduje się na korzystanie z dobrodziejstw nowoczesnej techniki energetycznej. Należy też mieć wzgląd na rosnący popyt na magazyny energii zarówno w instalacjach małych oraz dużych, ze względu na niejednostajną generację elektryczności w przypadku źródeł OZE. Trzeba jednak wskazać, że wraz z rosnącym popytem opisanym powyżej, zwiększa się problem w destabilizowaniu sieci elektroenergetycznej przez źródła OZE. Koniecznym do zaznaczenia jest też to, że rozporządzenia i legislacje rządowe (zarówno na rynkach zagranicznych jak i polskim) wspierają powstawanie instalacji OZE oraz magazynów energii. Pozytywnym zjawiskiem jest również rozwijająca się technologia magazynów energii, które z roku na rok zwiększają swoją wydajność i wykazują niższe koszty instalacji. Konieczną do zauważenia jest też zwiększająca się świadomość

użytkowników indywidualnych oraz przedsiębiorstw o możliwości użytkowania i korzyści ekonomicznych magazynów energii. Rosnąca popularność wśród użytkowników biznesowych i indywidualnych samowystarczalności energetycznej, której ważną częścią są magazyny energii. Podsumowując niniejszą tematykę, należy wskazać, że analizowana technologia magazynowania energii zdobędzie dużą popularność w następnych latach, począwszy od zwykłych gospodarstw domowych, na dużych zakładach kończąc.

Development of technology for effective energy storage in compressed air tanks

Key words: energy storage, compressed air tanks, compressed air

Summary: In today's world, where the climate crisis and waste management are becoming more and more serious problems, the search for ecological and sustainable solutions is becoming indispensable. One such solution is the production of solid alternative fuels from waste, which is gaining popularity thanks to the possibility of transforming waste into valuable energy sources. In this context, artificial intelligence (AI) is beginning to play an increasingly important role, offering innovative methods for optimizing and streamlining production processes.

PATRONATY MEDIALNE



PARTNERZY





Organizator:

Polska Izba Ekologii
40-009 Katowice
ul. Warszawska 3



Partner:

Wydział IMiR
Akademii Górniczo - Hutniczej
im. Stanisława Staszica
w Krakowie

www.innowacjeoze.com

**Konferencja finansowana jest
ze środków
Ministerstwa Edukacji i Nauki**



**Ministerstwo
Edukacji i Nauki**
