

**Energia odnawialna  
w województwie  
zachodniopomorskim**



Bartłomiej Igliński  
Urszula Kiełkowska  
Michał Bernard Pietrzak  
Mateusz Skrzatek

# **Energia odnawialna w województwie zachodniopomorskim**

WYDAWNICTWO NAUKOWE  
UNIWERSYTETU  
MIKOŁAJA KOPERNIKA

Toruń 2022

PRACA RECENZOWANA

Opracowanie wydawnicze  
*Elżbieta Kossarzecka*

Projekt okładki  
*Bartłomiej Igliński*

Skład  
*Dariusz Żulewski*

© Copyright by Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu

ISBN 978-83-231-4990-3  
eISBN 978-83-231-4991-0  
<https://doi.org/10.12775/978-83-231-4991-0>

WYDAWNICTWO NAUKOWE  
UNIwersytetu MIKOŁAJA KOPERNIKA  
Redakcja: Gagarina 5, 87-100 Toruń  
tel. 56 611 42 95, fax 56 611 47 05  
e-mail: [wydawnictwo@umk.pl](mailto:wydawnictwo@umk.pl)  
[www.wydawnictwo.umk.pl](http://www.wydawnictwo.umk.pl)

Dystrybucja: ul. Mickiewicza 2/4, 87-100 Toruń  
Tel./fax 56 611 42 38  
e-mail: [books@umk.pl](mailto:books@umk.pl)

Druk:  
Drukarnia Wydawnictwa Naukowego Uniwersytetu Mikołaja Kopernika

*Pamięci dr. hab. Romana Buczkowskiego,  
prof. UMK*



# Spis treści

<b>Wprowadzenie</b> .....	<b>11</b>
<b>1. Odnawialne źródła energii</b> .....	<b>12</b>
<b>2. Geografia województwa zachodniopomorskiego</b> .....	<b>17</b>
<b>3. Biomasa</b> .....	<b>23</b>
3.1. Wykorzystanie biomasy na cele energetyczne na świecie .....	24
3.2. Wykorzystanie biomasy na cele energetyczne w Polsce .....	26
3.3. Wykorzystanie biomasy na cele energetyczne w województwie zachodniopomorskim .....	26
3.3.1. Ilość energii z odpadowego drewna pozyskanego bezpośrednio z lasów i pośrednio z przemysłu drzewnego .....	30
3.3.2. Ilość energii z odpadowego drewna pozyskanego bezpośrednio z sadów .....	32
3.3.3. Ilość energii z nadwyżek słomy .....	33
3.3.4. Ilość energii z siana z nieużytkowanych łąk i pastwisk. ...	34
3.3.5. Ilość energii z wierzby wiciowej uprawianej na gruntach ugorowanych i nieużytkach oraz 5% powierzchni uprawnej .....	35
3.3.6. Ilość energii z biogazu z odpadów rolniczych .....	37
3.3.6.1. Ilość energii z biogazu z gnojowicy zwierzęcej i pomiotu ptasiego .....	37
3.3.6.2. Ilość energii z biogazu składowiskowego .....	38
3.3.6.3. Ilość energii z biogazu na oczyszczalniach ścieków .....	39
3.3.7. Biometan .....	40
3.3.8. Łączna ilość bioenergii w województwie zachodniopomorskim .....	42
<b>4. Energetyka wodna</b> .....	<b>45</b>
4.1. Hydroenergetyka na świecie .....	46

4.2. Hydroenergetyka w Polsce .....	48
4.3. Hydroenergetyka w województwie zachodniopomorskim .....	50
<b>5. Energetyka wiatrowa .....</b>	<b>59</b>
5.1. Energetyka wiatrowa na świecie .....	60
5.2. Energetyka wiatrowa w Polsce .....	66
5.3. Energetyka wiatrowa w województwie zachodniopomorskim...	69
5.3.1. Ilość energii z aeroenergetyki w województwie zachodniopomorskim .....	80
5.3.1.1. Zabudowa mieszkalna wraz z buforem 2150 m ..	80
5.3.1.2. Zabudowa mieszkalna wraz z buforem 500 m ...	81
5.3.1.3. Formy ochrony przyrody i leśne kompleksy promocyjne wraz z buforem 2150 m .....	82
5.3.1.4. Formy ochrony przyrody i leśne kompleksy promocyjne wraz z buforem 500 m .....	83
5.3.1.5. Lasy wraz z buforem 200 m .....	84
5.3.1.6. Wody powierzchniowe wraz z buforem 90 m ....	85
5.3.1.7. Infrastruktura wraz z buforem 90 m .....	86
5.3.1.8. Sumaryczny obszar dostępny dla rozwoju aeroenergetyki .....	87
5.3.1.9. Metodyka obliczania ilości energii z aeroenergetyki w województwie zachodniopomorskim .....	89
<b>6. Energetyka słoneczna .....</b>	<b>91</b>
6.1. Energetyka słoneczna na świecie .....	92
6.1.1. Słoneczne ogrzewanie i chłodzenie .....	95
6.2. Energetyka słoneczna w Polsce .....	96
6.3. Energetyka słoneczna w województwie zachodniopomorskim...	101
6.3.1. Ilość energii z fotowoltaiki w województwie zachodniopomorskim .....	107
6.3.1.1. Dachy .....	107
6.3.1.2. Nieużytki .....	107
6.3.1.3. Drogi .....	108
6.3.2. Ilość energii z kolektorów słonecznych w województwie zachodniopomorskim .....	109
6.3.2.1. Dachy .....	109
<b>7. Energetyka geotermalna .....</b>	<b>111</b>
7.1. Geotermia na świecie .....	112



7.2. Geotermia w Polsce .....	115
7.3. Geotermia w województwie zachodniopomorskim .....	118
7.3.1. Geotermia Pырzyce.....	120
7.3.2. Geotermia Stargard .....	125
7.3.3. Projekty geotermalne w województwie zachodniopomorskim .....	125
7.4. Pompy ciepła w województwie zachodniopomorskim .....	129
7.4.1. Potencjał pomp ciepła w województwie zachodniopomorskim .....	134
7.4.1.1. Pompy ciepła w szkołach i przedszkolach .....	134
7.4.1.2. Pompy ciepła w obiektach noclegowych .....	134
7.4.1.3. Pompy ciepła w obiektach kultury .....	135
.....	135
7.5. Dom bez rachunków w Szczecinku .....	135
<b>8. Elektromobilność.....</b>	<b>137</b>
8.1. Elektromobilność na świecie.....	138
8.2. Elektromobilność w Polsce .....	140
8.3. Elektromobilność w województwie zachodniopomorskim .....	144
<b>9. Transformacja energetyczna .....</b>	<b>149</b>
<b>Podsumowanie .....</b>	<b>155</b>
<b>Literatura .....</b>	<b>161</b>



# Wprowadzenie

W połowie 2022 r. świat przeżywał największy w historii kryzys energetyczny. Choć sytuację tę zaostrzyła inwazja Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r., to ceny paliw kopalnych – węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego rosły już pod koniec 2021 r., prowadząc do zagrożenia ubóstwem energetycznym miliardy ludzi. Polska również boryka się z bardzo wysokimi cenami paliw kopalnych. Oznacza to, że nadszedł najwyższy czas, aby przyspieszyć rozwój rodzimych źródeł odnawialnych (OZE) i efektywności energetycznej, co zagwarantuje pewne dostawy taniego prądu elektrycznego i taniego ciepła/chłodu [1].

Odnawialne źródła energii odnotowały kolejny rekordowy rok przyrostu mocy i to pomimo licznych problemów spowodowanych pandemią COVID-19 i globalnych wzrostów cen surowców. Rola OZE w poprawie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej nabiera nowego znaczenia w związku z inwazją Rosji na Ukrainę [1].

Strategia Rozwoju Województwa Zachodniopomorskiego jest podstawowym dokumentem, który wytycza cele i kierunki polityki regionalnej dla poszczególnych sektorów gospodarki w zakresie innowacyjności, nauki, społeczeństwa informacyjnego, transportu czy energetyki. W zawartej w Strategii Rozwoju Województwa Zachodniopomorskiego diagnozie sytuacji społeczno-gospodarczej podkreślono rolę regionu jako krajowego lidera w wytwarzaniu energii wiatrowej. Występujące tu najlepsze w Polsce warunki wiatrowe były przesłanką do zlokalizowania sześciu z dziesięciu największych krajowych farm wiatrowych na tym terenie: Karścino-Mołotowo (moc 90 MW), Tymień (50 MW), Jagniątkowo (30,6 MW), Zagórze (30 MW), Cisowo (18 MW) oraz Lisewo (10,8 MW). Planuje się uruchomienie następnych farm wiatrowych – w Baniach-Ko-

zielicach o mocy 260 MW (a tym samym największej w Polsce), jak również siedmiu farm na terenie gminy Darłowo o łącznej mocy 180 MW. W strategii województwa kładzie się również nacisk na budowę nowoczesnych, wysokosprawnych jednostek wytwórczych w układzie skojarzonym, charakteryzujących się mniejszym oddziaływaniem na środowisko niż konwencjonalny system [2].

Scenariusz zawarty w Strategii prognozuje dynamiczny rozwój OZE oraz generacji rozproszonej, będący wynikiem zminimalizowania barier formalnoprawnych wobec budowy infrastruktury sieciowej, OZE, a w szczególności lokalizacji farm wiatrowych na morzu. Planowana modernizacja oraz rozbudowa sieci przesyłowych pozwoli na zwiększenie liczby przyłączy niekonwencjonalnych źródeł energii. Zminimalizowanie strat przesyłowych oraz obsługa większej liczby odbiorców będą możliwe dzięki rozwojowi technologii sieciowych, tzw. smart grid. Modernizacji mają również podlegać niedgysiejsze kotłownie, w ramach których powstaną elektrociepłownie wytwarzające energię ciepłą i elektryczną z wysokosprawnej kogeneracji [2].

Warto podkreślić, że województwo zachodniopomorskie już dziś jest liderem w Polsce w zakresie energetyki odnawialnej. Na jego obszarze w 2020 r., po raz kolejny, wyprodukowano największą w kraju ilość energii elektrycznej z OZE (4 974 GWh – 17,6% produkcji krajowej) [4].

Celem publikacji jest przedstawienie stanu aktualnego, potencjału i perspektyw rozwoju miksu energii odnawialnej w województwie zachodniopomorskim. Autorzy postarają się odpowiedzieć na pytania:

1. Czy województwo może być samowystarczalne energetycznie w oparciu o OZE?
2. Czy może być eksporterem energii z OZE do innych województw/krajów?

Autorzy postarali się, aby treść monografii była przystępna zarówno dla czytelnika zawodowo niezwiązanego z poruszonymi kwestiami, jak i na co dzień zajmującego się energią odnawialną. Chcielibyśmy, aby książka trafiła do szerokiego grona odbiorców, w tym do studentów, polityków i decydentów zarówno z województwa zachodniopomorskiego, jak i całej Polski.

# 1. Odnawialne źródła energii

Odnawialne źródła energii to źródła energii, która cały czas się odnawiają w naszej czasoprzestrzeni. Zalicza się do nich energetykę słoneczną, jej pochodne, czyli energetykę wiatrową, energetykę wodną i bioenergetykę. Reakcje jądrowe we wnętrzu Ziemi pozwalają pozyskiwać energetykę geotermalną, a przyciąganie ciał niebieskich generuje pływy i energetykę pływową [1].

Zalety OZE to już wcześniej wspomniana odnawialność, a ponadto dostępność, praktycznie na całej kuli ziemskiej, w ogóle niegenerowanie lub generowanie niewielkich ilości zanieczyszczeń i odpadów oraz spadające ceny za 1 kWh.

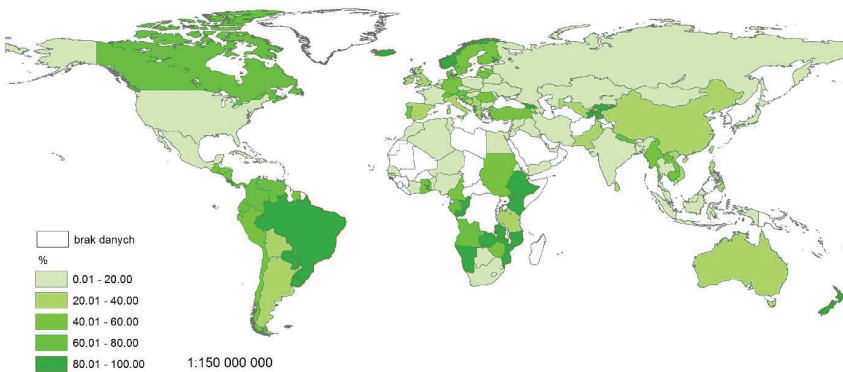
Główną wadą energetyki wiatrowej i energetyki słonecznej jest ich niestabilność – jak nie wieje wiatr i nie świeci słońce, to energia nie jest produkowana. Starając się rozwiązać ten problem, wprowadza się magazyny energii oraz produkcję zielonego wodoru. Warto podkreślić, że pozostałe źródła OZE to źródła stabilne [3].

*Odnawialne źródła energii* stanowią 16,1% energii pobieranej przez przemysł i rolnictwo. Połowa tej energii to produkcja ciepła (głównie z nowoczesnej bioenergii, energii geotermalnej i słonecznej), a druga połowa to produkcja prądu elektrycznego (głównie energia wiatru i pozostałe OZE). Elektryfikacja procesów przemysłowych doprowadziła do zwiększenia udziału OZE o 80% w ciągu dekady [1].

Trwają badania, demonstracje i implikacje produkcji zielonego wodoru (z OZE) i wykorzystania go w gospodarce, w tym w sektorach trudnych do dekarbonizacji, takich jak np. produkcja stali. Rządy większości krajów zobowiązały się do dekarbonizacji produkcji stali i betonu – rozwinęły

„mapy drogowe” dotyczące tej dziedziny, które obejmują wykorzystanie OZE i zielonego wodoru [1].

Investycje w OZE i paliwa alternatywne utrzymały trend wzrostowy czwarty rok z rzędu, osiągając 366 mld USD i rekordowy wzrost w globalnym wytwarzaniu energii elektrycznej z energii słonecznej i wiatrowej. Źródła te po raz pierwszy dostarczyły ponad 10% światowej energii elektrycznej. Po spadkach w 2020 r. nastąpiło silne „odbicie” na rynku biopaliw, poprawiły się perspektywy dla OZE w ogrzewaniu i transporcie. Szybki wzrost sprzedaży pomp ciepła i pojazdów elektrycznych doprowadził również do zwiększonego wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w tych sektorach [REN21]. Z każdym rokiem wzrasta udział OZE w miksie energetycznym świata (ryc. 1) [1,2].



**Rycina 1.** Udział [%] energii odnawialnej na świecie (opracowanie własne) [1]

Od kilku lat OZE najszybciej rozwijają się Chinach, następnie USA, Brazylii i Kanadzie (tab. 1). Polska, dzięki rozwojowi prosumenckiej energetyki słonecznej, uplasowała się w 2021 r. na 10 miejscu na świecie [1].

**Tabela 1.** Kraje, które zainstalowały największą moc OZE w 2021 r. [1]

Rodzaj OZE	Miejsce na świecie				
	1	2	3	4	5
Fotowoltaika	Chiny	USA	Indie	Japonia	Brazylia
Kolektory słoneczne	Chiny	Indie	Turcja	Brazylia	USA
Energetyka wiatrowa	Chiny	USA	Brazylia	Wietnam	Wielka Brytania
Energetyka wodna	Chiny	Kanada	Indie	Nepal	Laos
Geotermia	Chiny	Turcja	Islandia	Japonia	Nowa Zelandia
Powietrzne pompy ciepła	Chiny	Japonia	USA	Francja	Włochy
Produkcja bioetanolu	USA	Brazylia	Chiny	Kanada	Indie
Produkcja biodiesla	Indonezja	Brazylia	USA	Niemcy	Francja

Spalanie paliw kopalnych powoduje zmiany klimatu, które zauważa każdy z nas. Rekordowe temperatury latem 2022 r., susze, opady typu nawalnicowego, pożary (np. w Czechach) już dziś bardzo obciążają budżet wielu krajów, w tym także Polski. Bez radykalnych kroków zmiany klimatyczne będą coraz dotkliwsze, głównie w Afryce i w Indiach. Oznacza to nasilenie się ruchów migracyjnych m.in. do Europy i do Polski (tzw. migracje klimatyczne) [5].

Spalanie węgla kamiennego czy brunatnego w kotłach indywidualnych prowadzi do powstawania smogu, który w Polsce jest przyczyną chorób i przedwczesnej śmierci 50 tys. Polaków rocznie. Jest to bardzo duże obciążenie dla ochrony zdrowia i oznacza ogromne straty finansowe budżetu państwa z tytułu zwolnień lekarskich i przedwczesnych zgonów [6].

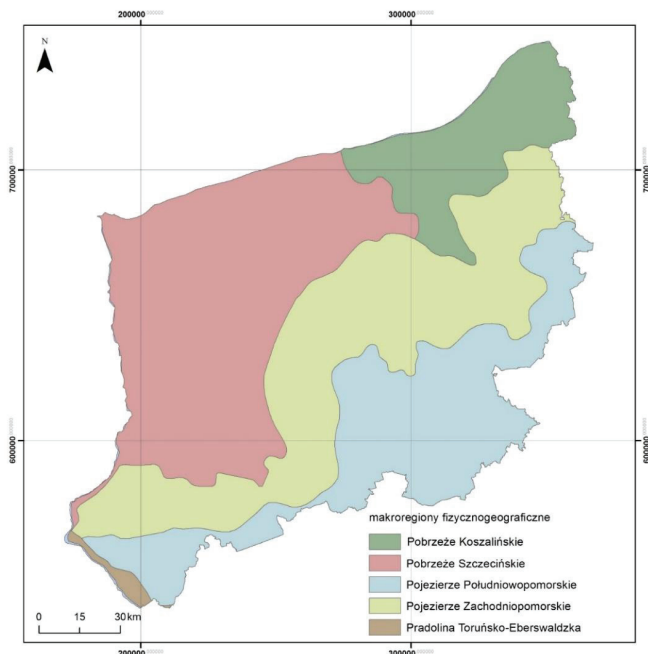
Bardzo ważną wadą paliw kopalnych jest ich nieodnawialność. Wielu naukowców [7] jest zdania, że XXI w. to ostatni wiek paliw kopalnych, gdyż ich złoża opłacalne w eksploatacji po prostu się wyczerpią – należy więc mieć alternatywę w postaci OZE.



## 2. Geografia województwa zachodniopomorskiego

Województwo zachodniopomorskie położone jest w północno-zachodniej części Polski u wybrzeży Morza Bałtyckiego. Od wschodu graniczy z województwem pomorskim, a od południa z województwami lubuskim i wielkopolskim. Z kolei zachodnia część graniczy z krajami związkowymi Niemiec, tj. Brandenburgią i Meklemburgią. W ujęciu regionalizacji fizyczno-geograficznej województwo zachodniopomorskie znajduje się w obrębie Pojezierza Południowobałtyckiego będącego częścią Niziny Środkowoeuropejskiej. W bardziej szczegółowym podziale regionalizacji obszar badań obejmuje makroregiony Pobrzeża Szczecińskiego, Pobrzeża Koszalińskiego, Pojezierzy Południowopomorskiego i Zachodniopomorskiego oraz Pradoliny Toruńsko-Eberswaldzkiej [8]. Jego powierzchnia wynosi 22 892 km<sup>2</sup>.

Krajobraz przyrodniczy województwa zachodniopomorskiego jest zróżnicowany pod względem ukształtowania i struktury poszczególnych jego składowych. Występują tu bowiem formy krajobrazu polodowcowego, którego głównymi elementami są wysoczyzny morenowe, równiny sandrowe, rynny polodowcowe wypełnione wodami sieci hydrograficznej, obszary wzdymowe oraz równiny aluwialne i zastoiskowe. Ukształtowanie powierzchni terenu charakteryzuje się dużym zróżnicowaniem wysokości względnych w ujęciu lokalnym, jak i w skali całości obszaru [8].



**Rycina 2.** Makroregiony fizycznogeograficzne województwa zachodniopomorskiego (opracowanie własne za [8])

W podziale administracyjnym województwa zachodniopomorskiego uwzględniono 18 powiatów i 3 miasta na prawach powiatu (Szczecin, Koszalin, Świnoujście) (ryc. 3). W skład powiatów wchodzi 113 gmin, w tym 11 miejskich, 55 miejsko-wiejskich i 47 wiejskich. Siedzibą władz województwa jest Szczecin, będący jednocześnie największą aglomeracją miejską [9,10].

Liczba ludności w województwie zachodniopomorskim wykazuje tendencję spadkową, a w 2018 r. wynosiła 1 706 579 osób. Znaczna część społeczeństwa zamieszkuje obszary miejskie i właśnie tam widoczny jest największy spadek liczby mieszkańców [9].

## 2. Geografia województwa zachodniopomorskiego



**Rycina 3.** Powiaty w podziale administracyjnym województwa zachodniopomorskiego (opracowanie własne za [9])

Położenie bezpośrednio nad Bałtykiem, jest zauważalne w wąskiej strefie brzeżnej do 30 km od linii brzegowej morza. Nakładające się wpływy Oceanu Atlantyckiego oraz Morza Bałtyckiego powodują, że obszar województwa charakteryzuje się łagodną zimą i chłodniejszym latem w stosunku do pozostałej części kraju. W miarę oddalania się od linii Bałtyku stopniowo odczuwalne są cechy klimatu kontynentalnego. W obrębie wyższych partii lądu, głównie wysoczyzny, wzrastają opady atmosferyczne. Średnia roczna suma opadów mieści się w przedziale 530–800 mm. Obszar województwa zachodniopomorskiego cechuje duża zmienność klimatu, zależna od zróżnicowanego środowiska, zwłaszcza oddziaływania morza, jezior i cieków znajdujących się w dolinach. Roczne amplitudy temperatur są stosunkowo niskie. Bezpośrednie sąsiedztwo wysoczyzny

o dużym wzroście wysokości nad poziomem morza niweluje oddziaływanie morza nawet do kilku kilometrów. W niektórych miejscach wpływ ten może sięgać do kilkudziesięciu kilometrów. Wiatry ukierunkowane są głównie z zachodniej i południowo-zachodniej strony. W regionie Pojezierzy wiatr jest znacznie słabszy. W bezpośredniej strefie przybrzeżnej występuje bryza. Pojawia się w półroczu ciepłym, kiedy występują odpowiednie warunki pogodowe – zwykle jest to 30–40 dni w skali roku. Prędkość wiatru nie przekracza 4 m/s z ograniczonym wpływem na obszary oddalone od brzegu nawet o kilka kilometrów [10].



**Rycina 4.** Mapa ogólnogeograficzna województwa zachodniopomorskiego (opracowanie własne za [9])

W 2020 r. użytki rolne na terenie województwa obejmowały 824 934 ha. Powierzchnia gruntów leśnych wraz z terenami zadrzewionymi i zakrzewionymi liczyła łącznie 840 586 ha. Począwszy od końca XX w. tereny zurbanizowane wykazują tendencję wzrostu na rzecz nieużytków i użytków rolnych. Pozostałe obszary to głównie nieużytki i użytki ekologiczne [9] (ryc. 4). Na obszarze województwa zachodniopomorskiego znajdują się dwa parki narodowe: Woliński Park Narodowy oraz część Drawieńskiego Parku Narodowego. Poza tym jest tu 7 parków krajobrazowych, w tym Barlinecki, Cedyński, Drawski, Iński, Park Krajobrazowy Dolina Dolnej Odry, Park Krajobrazowy Ujście Warty oraz Szczeciński Park Krajobrazowy „Puszcza Bukowa”. Na obszarze województwa znajduje się 114 rezerwatów przyrody. Stosunkowo duże zalesienie wynika z gospodarki leśnej prowadzonej przez instytucję Lasów Państwowych, ale występują tu również lasy naturalne, z których największe kompleksy zajmują Puszcza Wkrzańska, Puszcza Goleniowska oraz Puszcza Bukowa.



### 3. Biomasa

Przez biomasę rozumie się masę materii organicznej (substancje pochodzenia roślinnego i zwierzęcego). Do jej powstania niezbędna jest energia słoneczna, która dzięki procesowi fotosyntezy kumulowana jest w roślinach. Następnie jest przekazywana do organizmów zwierzęcych poprzez kolejne ogniwa łańcucha pokarmowego. Biomasa jako paliwo towarzyszy człowiekowi od samego początku. To właśnie ona służyła i nadal służy do ogrzewania, gotowania, pieczenia, odstraszenia zwierząt, a od około 120 lat również do produkcji energii elektrycznej. W wielu krajach świata biomasa jest podstawowym źródłem energii [10].

Biomasa w kontekście energetycznym interpretuje się jako źródło energii pierwotnej, na które składają się wszelkie substancje pochodzenia roślinnego i/lub zwierzęcego, ulegające biodegradacji i którego wykorzystanie w celach energetycznych nie jest ograniczone przepisami prawa (definicja zaproponowana przez Polską Izbę Gospodarczą Energii Odnawialnej). Traktowana jest jako nośnik energii i może być wykorzystywana zarówno w formie nieprzetworzonej, jak i po przejściu różnych procesów (fizycznych, biologicznych, chemicznych). Biomasa i produkty jej przetworzenia występują w trzech postaciach: stałej, ciekłej i gazowej [11,12].

Szerokie zastosowanie mają biopaliwa ciekłe wykorzystywane do zasilania silników spalinowych. Biopaliwa te klasyfikuje się jako I, II i III generacji. Biopaliwa I generacji powstają z materii organicznej wykorzystywanej do produkcji żywności lub pasz, takich jak ziemniaki, rzepak, kukurydza i trzcina cukrowa. Zalicza się do nich alkohole (głównie biometanol i bioetanol) oraz biodiesel. Biopaliwa drugiej generacji są

pochodną przetworzonych produktów celulozowych, do których zalicza się drewno, słomę i rośliny wieloletnie. Najbardziej zaawansowana technologicznie jest metoda pozyskiwania energii z alg [13].

Wykorzystanie bioenergii można podzielić na dwie główne kategorie: „tradycyjne” i „nowoczesne”. Tradycyjne zastosowanie dotyczy spalania biomasy w takich postaciach, jak drewno, odpady zwierzęce i tradycyjny węgiel drzewny. Nowoczesne technologie bioenergetyczne obejmują biopaliwa płynne wytwarzane z wycłoczyny z trzciny cukrowej i innych roślin; biorafinerie; biogaz powstały w wyniku beztlenowego rozkładu pozostałości; systemy ogrzewania na pelet drzewny; i inne technologie [11,12].

### 3.1. Wykorzystanie biomasy na cele energetyczne na świecie

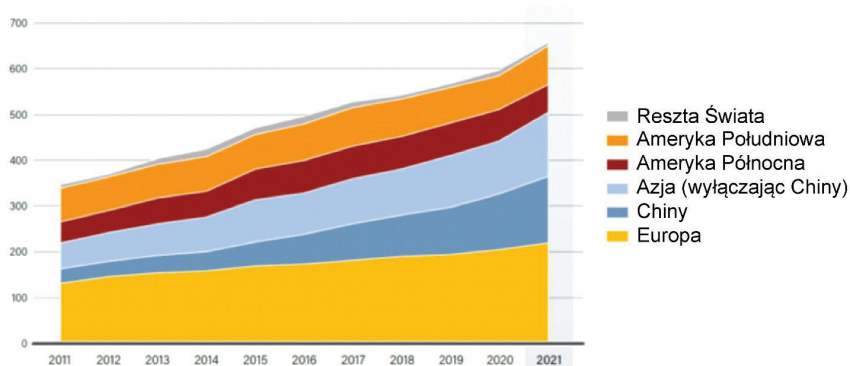
W 2020 r. nowoczesna bioenergia dostarczyła 14,7 eksadzuli (EJ) na ogrzewanie, czyli 7,6% światowych potrzeb. Dwie trzecie zostało zużyte w przemyśle i rolnictwie, a reszta w budynkach. Energia z biomasy została wykorzystana w krajach z dużym przemysłem przetwórczym biomasy na cele gospodarcze, takich jak: Brazylia, Chiny, Stany Zjednoczone i Indie, podczas gdy energia dla budynków została wykorzystana głównie w Europie i Ameryce Północnej [1].

W sektorze energii elektrycznej udział bioenergii wzrósł o 10% w 2021 r. i od 2011 r. zanotowano wzrost o 88%. Chiny pozostały największym wytwórcą elektryczności z biomasy, której produkcja wzrosła blisko pięciokrotnie od 2011 r. (ryc. 5). Kolejni co do wielkości producenci to Stany Zjednoczone, Brazylia i Niemcy, chociaż w ostatnich latach w tych krajach przyrosty są niewielkie [1].

Biopaliwa – głównie bioetanol i biodiesel – dostarczały około 3,5% paliwa transportowego w 2020 r. O 26% wzrosła produkcja bioetanolu, najpowszechniej stosowanego biopaliwa w latach 2011–2021. Światowa produkcja biodiesla podwoiła się w latach 2011–2021, głównie ze względu na wyższą produkcję i potrzeby rynkowe w Azji. Produkcja HVO (hydro rafinowany olej roślinny, znany również jako odnawialny olej napędowy) wzrosła natomiast w 2021 r. o 36% [1].

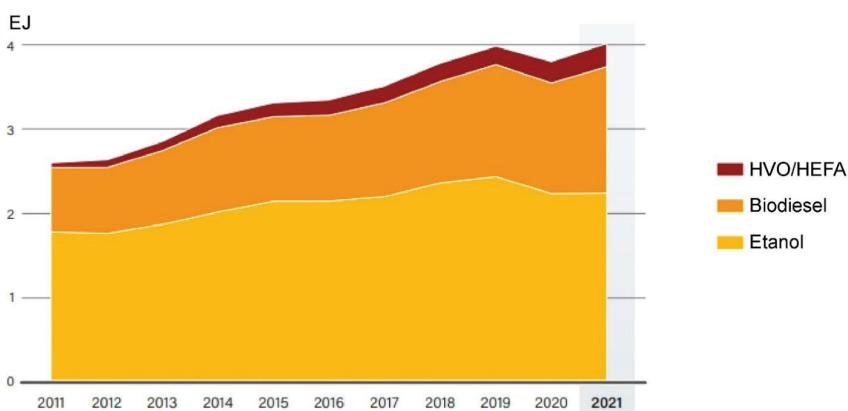


### 3. Biomasa



**Rycina 5.** Produkcja energii z biomasy (opracowanie własne za [1])

W latach 2011–2021 produkcja biopaliw transportowych zwiększyła się o 56% (w ujęciu energetycznym), z 2,6 EJ do 4,1 EJ (rycina 6). Produkcja biopaliw spadła w 2020 r., gdy pandemia COVID-19 doprowadziła do zmniejszenia zapotrzebowania na energię w transporcie. Jednak produkcja w 2021 powróciła do poziomu zbliżonego do tego z 2019 r., chociaż wzrost był ograniczony bardzo wysokimi kosztami surowców. Od 2011 r. udział biodiesla w mieszance biopaliwowej wzrósł z 29% do 37%, głównie ze względu na rosnącą produkcję w Azji. Produkcja i stosowanie HVO znacznie wzrosło z niskich wartości w 2011 r. do 9% całości w 2021 r. [1]



**Rycina 6.** Produkcja biopaliw na świecie w latach 2011–2021 (opracowanie własne za [1])

Coraz częściej w transporcie wykorzystywany jest biometan (jako substytut gazu ziemnego). Mimo że większość biopaliw jest obecnie wykorzystywana w transporcie drogowym, nauka i przemysł opracowuje i komercjalizuje nowe biopaliwa przeznaczone do obsługi nowych rynków, zwłaszcza lotnictwa i przemysłu [14].

### 3.2. Wykorzystanie biomasy na cele energetyczne w Polsce

Na koniec 2021 r. w Polsce pracowało 38 elektrowni na biomasę o łącznej mocy powyżej 1,1 GW, a 20 elektrowni współspalało biomasę [15]. Biomasa, głównie drewno kawałkowe i pelety, są popularnym paliwem w kotłach indywidualnych w naszym kraju.

Według danych Agencji Rynku Rolnego z 19 lipca 2022 r. – 10 zakładów produkowało bioetanol o łącznej objętości 786 mln dm<sup>3</sup>, 7 – biodiesel o łącznej objętości 1567 mln dm<sup>3</sup>, a 2 zakłady wytwarzały inne biopaliwa w ilości 28,5 mln dm<sup>3</sup> rocznie [16].

Na koniec 2021 r. w Polsce działało ponad 300 dużych biogazowni o łącznej mocy około 230 MW [14,15].

### 3.3. Wykorzystanie biomasy na cele energetyczne w województwie zachodniopomorskim

Jednym ze źródeł biomasy rolniczej w województwie zachodniopomorskim są uprawy roślin energetycznych, które stanowią 0,79% powierzchni użytków rolnych [16]. W województwie istnieje potencjał rozwoju upraw roślin energetycznych. Według szacunków Instytutu Upraw Nawożenia i Gleboznawstwa w Puławach powierzchnia upraw roślin energetycznych województwa mogłaby wzrosnąć do 6,5% powierzchni użytków rolnych, ale działania poprzedzające rozwój upraw energetycznych powinny doprowadzić do stworzenia całego spójnego systemu obejmującego procesy od zakładania upraw po sprzedaż do bezpośrednich odbiorców [17].

Podobnie jak w całej Polsce również biomasa kawałkowa czy w formie peletów/brykietów znajduje zastosowanie jako paliwo w kotłach indywidualnych czy kominkach. Z danych pochodzących z raportu [18] wynika, że spalanie biomasy w województwie zachodniopomorskim odbywa się w ponad 300 zarejestrowanych kotłach o łącznej mocy około 250 MW. Zdecydowanie dominują kotły małe, o mocy do 1 MW.

Na koniec 2021 r. w województwie zachodniopomorskim funkcjonowały 4 elektrownie na biomasę o łącznej mocy 89,57 MW [15].

W Elektrowni Szczecin znajduje się największy w Polsce fluidalny kocioł ze stacjonarnym złożem bąbelkowym (BFB), dostarczony przez firmę Metso, opalany biomasą (ryc. 7). Eksploatację kotła rozpoczęto w styczniu 2012 r. Można z niego uzyskać w ciągu roku 440 tys. MWh energii elektrycznej i 1900 tys. GJ ciepła. W kotle spala się około 550 tys. ton biomasy rocznie. Dzięki zastąpieniu spalania węgla spalaniem biomasy nastąpiło zmniejszenie emisji ditlenku siarki o 69%, a pyłów o 63% [19].



**Rycina 7.** Kocioł na biomasę (w głębi, między kominami) Elektrowni Szczecin (fot. Kapitel) [19]

Elektrownia Dolna Odra uzyskała certyfikat poświadczający spełnienie wymagań Systemu Kryteriów Zrównoważonego Rozwoju Instytutu Nafty i Gazu w odniesieniu do spalanej w elektrowni biomasy. Uzyskany certyfikat jest potwierdzeniem, że współspalana w Elektrowni Dolna Odra biomasa jest paliwem ekologicznym i może być traktowana jako zeroemisyjna [20].

Gospodarz w Mielęcinie wybudował kotłownię wykorzystującą dwa kotły typu Ekopal RM40. Kotłownia ogrzewa fermę drobiu o powierzchni 3000 m<sup>2</sup>. Paliwem podstawowym jest słoma (może być również drewno w różnych postaciach). Kotły zakupiono w celu uzyskania oszczędności w procesie produkcji ciepła (węgiel jest paliwem dużo droższym niż słoma). Moc kotła Ekopal RM 40 wynosi 180 kW. Jest to kocioł wsadowy, pracujący w układzie otwartym, zaprojektowanym do spalania słomy. Kocioł spala paliwo szybko, a ewentualny nadmiar ciepła jest kumulowany w zbiorniku z wodą o pojemności co najmniej 8000 litrów. Akumulator umożliwia ciągłą pracę kotła oraz dostawę gorącej wody dla sieci grzewczej [20].

EcoGenerator, czyli Zakład Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów dla Szczecińskiego Obszaru Metropolitalnego znajduje się na Ostrowie Grabowskim w Szczecinie. Jest to jedna z najnowocześniejszych spalarni w Europie, przetwarzająca w energię 150 tysięcy ton (Mg) odpadów rocznie. Wydajność jednej linii termicznego przekształcania odpadów 10 Mg/h, moc turbiny w kogeneracji: 7 MWe i 28 MWt. Część spalanych odpadów to biomasa: makulatura, drewno użytkowe, biomasa pochodząca z terenów zielonych oraz od mieszkańców [21].

Podstawową formą zagospodarowania odpadów komunalnych w województwie zachodniopomorskim jest ich składowanie. Większość istniejących składowisk komunalnych posiada instalację odgazowania, według danych URE w 8 pozyskuje się biogaz w celach energetycznych (moc zainstalowana 2,39 MW) [18].

Pozyskanie biogazu z osadów pościekowych odbywa się tylko w jednej spośród 290 oczyszczalni ścieków. W istniejącej od lipca 2010 r. oczyszczalni Szczecin Pomorzany, osady ściekowe są spalane w instalacji o zainstalowanej mocy produkcyjnej 0,238 MW [15]. Osady ścieków komu-

nalnych są odpadem, który obecnie w większości oczyszczalni ścieków składowany jest na składowiskach odpadów. Ze względów środowiskowych lepszym rozwiązaniem jest ich termiczne przekształcanie w instalacjach, których obecnie zdecydowanie brakuje.

Coraz popularniejsze w województwie zachodniopomorskim są biogazownie rolnicze. W połowie 2022 r. pracowało ich 13 o łącznej mocy 12,644 MW (tab. 2) [22].

**Tabela 2.** Biogazownie rolnicze w województwie zachodniopomorskim [22]

Lp.	Lokalizacja bioelektrowni	Objętość produkowanego biogazu [mln m <sup>3</sup> /h]	Łączna moc instalacji [MW]
1	Naclaw	3,120	0,625
2	Giżyno	5,000	1,063
3	Bara	1,500	0,330
4	Grzmiąca	7,000	1,600
5	Przemysław	7,000	1,600
6	Brzeźno	3,500	0,800
7	Złocieniec	4,748	0,999
8	Darskowo	4,748	0,999
9	Rzeczyca	3,985	0,999
10	Strzykocin	5,200	0,999
11	Drzonowo	4,500	1,032
12	Krzesimowo	3,600	0,999
13	Bierzwnica	2,000	0,499
<b>Razem</b>		<b>55,901</b>	<b>12,544</b>

Na koniec 2021 r. w województwie zachodniopomorskim funkcjonowały biogazownie o łącznej mocy 16,824 MW [15].

### 3.3.1. Ilość energii z odpadowego drewna pozyskanego bezpośrednio z lasów i pośrednio z przemysłu drzewnego

W ostatnim okresie stopniowo zwiększa się lesistość Polski, w 2020 r. osiągnęła poziom 30,9% [23]. Zgodnie z Narodowym Programem Zwiększania Lesistości w 2050 r. lasy mają stanowić 33% powierzchni kraju [24]. Dane Głównego Urzędu Statystycznego wskazują, że objętość drewna pozyskiwanego rocznie z lasów (państwowych i prywatnych) w Polsce wynosi około 40 mln m<sup>3</sup>/rok [23].

W celu oszacowania możliwej do uzyskania rocznie energii z odpadowego drewna z lasów poczyniono następujące założenia:

- 1) 15% drewna pozyskiwanego bezpośrednio w lesie to drewno odpadowe (część kory, drobnicy gałęziowej, odpadów kawałkowych powstających podczas wycinki) [17],
- 2) wartość opałowa drewna z lasów wynosi średnio 7 GJ/m<sup>3</sup> (w polskich lasach dominującym gatunkiem jest sosna) [10],
- 3) sprawność pozyskiwania energii wynosi 80%.

Wzór 1 przedstawia roczną ilość energii, którą można pozyskać z odpadowego drewna pozyskiwanego bezpośrednio, tj. w trakcie wycinki w lasach:

$$E_{tw} = 0,15 \cdot 0,8 \cdot I_l \cdot W_l \quad (1)$$

gdzie:

$E_{tw}$  – roczna energia z odpadowego drewna powstającego podczas wycinki lasów [PJ/rok],

$I_l$  – ilość drewna pozyskiwanego rocznie w lasach (4,35 mln m<sup>3</sup>/rok),

$W_l$  – wartość opałowa drewna z lasów (7 GJ/m<sup>3</sup>).

Ilość energii, jaką można wytworzyć z odpadowego drewna z lasów, wynosi 3,6 PJ/rok.

Znaczne ilości odpadów powstają również w przemyśle drzewnym – w tartakach, zakładach produkujących meble, zakładach przemysłu pa-

pierniczego i celulozowego. Innym źródłem biomasy jest drewno użytkowe. Najwięcej powstaje go w budownictwie – jest to drewno pochodzące z wyburzeń, przebudowy, rozbiórek. Duże ilości odpadowej biomasy powstają w gospodarstwach domowych i instytucjach publicznych: meble, płyty, ławki, altanki itp. Ważnym źródłem drewna użytkowego w Polsce są opakowania (głównie używane w handlu i transporcie) [25].

W celu oszacowania możliwej do uzyskania rocznie energii z odpadowego drewna z przemysłu drzewnego założono podobnie, z tą różnicą, że odpadowe drewno przemysłowe i użytkowe stanowi 25% drewna pozyskiwanego w lesie [17].

Wzór 2 przedstawia roczną ilość energii, którą można uzyskać z odpadowego drewna pozyskiwanego pośrednio, tj. w trakcie obróbki drewna w przemyśle drzewnym.

$$E_p = 0,25 \cdot 0,8 \cdot I_l \cdot W_l \quad (2)$$

gdzie:

$E_p$  – roczna energia z odpadowego drewna powstającego podczas obróbki drewna w przemyśle drzewnym [PJ/rok],

$I_l$  – ilość drewna pozyskiwanego rocznie w lasach (3,75 mln m<sup>3</sup>/rok),

$W_l$  – wartość opałowa drewna z lasów (7 GJ/m<sup>3</sup>).

Ilość energii, jaką można wytworzyć z odpadowego drewna z przemysłu drzewnego wynosi 6,03 PJ/rok.

Na cele energetyczne można więc łącznie przeznaczyć 40% odpadowego drewna pochodzącego z lasów (wzór 3)

$$E_l = 0,4 \cdot 0,8 \cdot I_l \cdot W_l \quad (3)$$

gdzie:

$E_l$  – roczna energia z odpadowego drewna powstającego podczas wycinki lasów i obróbki drewna w przemyśle drzewnym [PJ/rok],

$I_l$  – ilość drewna pozyskiwanego rocznie w lasach województwa (4,35 mln m<sup>3</sup>/rok),

$W_l$  – wartość opałowa drewna z lasów (7 GJ/m<sup>3</sup>).

Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z odpadowego drewna w województwie zachodniopomorskim wynosi 9,63 PJ/rok.

### 3.3.2. Ilość energii z odpadowego drewna pozyskanego bezpośrednio z sadów

Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego powierzchnia sadów w Polsce wynosi 327,5 tysięcy ha [26]. Drewno z sadów pochodzi zarówno z karczowania, jak też z prac pielęgnacyjnych (np. cięcie gałęzi). W wyniku karczowania sadów można uzyskać około 80 Mg/ha biomasy w przypadku starszych plantacji (wiek około 30 lat) oraz około 60 Mg/ha w przypadku nowoczesnych niskopiennych plantacji (wiek około 15 lat). Rocznie daje to w przybliżeniu (zakładając karczowanie odpowiednio raz na 30 lub 15 lat) średnio 3,5 Mg/(ha-rok). Natomiast ilość biomasy powstającej rocznie podczas prac pielęgnacyjnych waha się, w zależności od wieku i gatunku drzew, od 4 Mg/(ha-rok) do 10 Mg/(ha-rok), tj. w przybliżeniu średnio 7 Mg/(ha-rok) [27].

W celu oszacowania możliwej do uzyskania rocznie energii z odpadowego drewna z sadów w województwie zachodniopomorskim poczyniono następujące założenia:

- 30% drewna pozyskiwanego w sadach można wykorzystać na cele energetyczne [27],
- w wyniku karczowania powstaje 3,5 Mg/(ha-rok) drewna,
- w wyniku prac pielęgnacyjnych powstaje 7 Mg/(ha-rok) drewna,
- wartość opałowa drewna drzew owocowych wynosi średnio 11,5 GJ/Mg [17],
- sprawność pozyskiwania energii wynosi 80%.

Wzór 4 przedstawia roczną ilość energii, którą można pozyskać z odpadowego drewna z sadów:



$$E_s = 0,3 \cdot 0,8 \cdot (K_k + K_p) \cdot P_s \cdot W_s \quad (4)$$

gdzie:

$E_s$  – roczna energia z odpadowego drewna z sadów [PJ/rok],

$K_k$  – ilość drewna pozyskiwanego rocznie w wyniku karczowania hektara sadu [3,5 Mg/(ha·rok)],

$K_p$  – ilość drewna pozyskiwanego rocznie w wyniku prac pielęgnacyjnych na hektarze sadu [7 Mg/(ha·rok)],

$P_s$  – powierzchnia sadów (0,49 mln ha),

$W_s$  – wartość opałowa drewna z sadów (11,5 GJ/Mg).

Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z odpadowego drewna z sadów w województwie zachodniopomorskim wynosi 0,142 PJ/rok

### 3.3.3. Ilość energii z nadwyżek słomy

W ostatnich latach w rolnictwie polskim dominuje uprawa zbóż: pszenicy, żyta, jęczmienia, pszenżyta, owsa i mieszanek zbożowych. Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego roczna masa ziarna zbóż zbiieranego w województwie zachodniopomorskim wynosi 151 tys. Mg/rok pszenicy, 71 tys. Mg/rok żyta, 46 tys. Mg/rok jęczmienia, 31 tys. Mg/rok owsa, 76 tys. Mg/rok pszenżyta [26].

Słoma zbóż wykorzystywana jest na potrzeby produkcji zwierzęcej, jako materiał ściółkowy i jako pasza dla zwierząt. Część słomy musi być pozostawiona na polu w celu użyźniania gleby [28]. Spadek pogłowia zwierząt hodowlanych w Polsce oraz wprowadzenie bezściółkowego chowu przyczyniły się do znacznych nadwyżek słomy w Polsce [27].

W celu oszacowania możliwej do uzyskania rocznie energii z nadwyżek słomy poczyniono następujące założenia:

- stosunek ziarno/słoma wynosi odpowiednio: 0,8 dla pszenicy; 1,4 dla żyta 0,9 dla jęczmienia 1,05 dla owsa i 0,95 dla pszenżyta [27],

- 30% wytwarzanej słomy stanowi nadwyżkę, którą można wykorzystać na cele energetyczne [17],
- wartość opałowia słomy (o wilgotności około 20%) wynosi średnio 15 GJ/Mg [17],
- sprawność pozyskiwania energii wynosi 80%.

Wzór 5 przedstawia roczną ilość energii, którą można pozyskać ze słomy:

$$E_{st} = 0,3 \cdot 0,8 \cdot (Z_p/w_p + Z_z/w_z + Z_j/w_j + Z_o/w_o + Z_{pz}/w_{pz}) \cdot W_{st} \quad (5)$$

gdzie:

$E_{st}$  – roczna energia ze słomy [PJ/rok],

$W_{st}$  – wartość opałowia słomy (15 GJ/Mg) [27],

$Z_p, Z_z, Z_j, Z_o, Z_{pz}$  – roczne zbiory ziarna zbóż (pszenicy, żyta, jęczmienia, owsa, pszenżyta) [mln Mg/rok],

$w_p, w_z, w_j, w_o, w_{pz}$  – stosunek ziarno/słoma, odpowiednio: 0,8; 1,4; 0,9, 1,05; 0,95 [27].

Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z nadwyżek słomy w województwie zachodniopomorskim wynosi 1,44 PJ/rok. Oszacowany powyżej potencjał wskazuje na możliwość wykorzystania słomy w kotłowniach i elektrociepłowniach na większą niż obecnie skalę.

### 3.3.4. Ilość energii z siana z nieużytkowanych łąk i pastwisk

Województwo zachodniopomorskie posiada znaczną powierzchnię łąk i pastwisk; zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego wynosi ona odpowiednio 152,1 i 25,8 tys. ha [26]. Ze względu na ograniczenie pogłowia zwierząt gospodarskich (głównie bydła), a także zmianę systemu żywienia zwierząt, większość łąk i pastwisk nie jest użytkowana. Siano można wykorzystać zarówno jako paliwo stałe w procesie spalania, jak i substrat w biogazowniach rolniczych. W niniejszym opracowaniu przyjęto, że siano zostanie wykorzystane jako paliwo stałe.

W celu oszacowania możliwej do uzyskania rocznie energii z siana z nieużytkowanych łąk i pastwisk poczyniono następujące założenia:

- 20% powierzchni łąk i pastwisk można przeznaczyć pod uprawę siana na cele energetyczne [27],
- masa zbieranego rocznie siana z hektara łąk wynosi 4,9 Mg/(ha-rok), zaś z hektara pastwisk 3,6 Mg/(ha-rok) [27],
- wartość opałowa siana wynosi średnio 14 GJ/Mg [27],
- sprawność pozyskiwania energii wynosi 80%.

Wzór 6 przedstawia roczną ilość energii, którą można pozyskać z siana z nieużytkowanych łąk i pastwisk [PJ/rok].

$$E_{sn} = 0,2 \cdot 0,8 \cdot (z_l \cdot P_l + z_p \cdot P_p) \cdot W_s \quad (6)$$

gdzie:

$E_{sn}$  – roczna energia z siana z łąk i pastwisk [PJ/rok],

$z_l, z_p$  – masa zbieranego rocznie siana z hektara łąk i pastwisk (odpowiednio 4,9 Mg/(ha-rok) i 3,6 Mg/(ha-rok)),

$P_l, P_p$  – powierzchnia łąk i pastwisk [mln ha],

$W_s$  – wartość opałowa siana (14 GJ/Mg).

Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z siana z nieużytkowanych łąk i pastwisk w województwie zachodniopomorskim wynosi 1,88 PJ/rok.

### 3.3.5. Ilość energii z wierzby wiciowej uprawianej na gruntach ugorowanych i nieużytkach oraz 5% powierzchni uprawnej

Województwo zachodniopomorskie posiada znaczną powierzchnię gruntów ugorowanych i nieużytków (grunty zdewastowane i zdegradowane); zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego wynosi ona odpowiednio 15,2 tys. ha i 73,0 tys. ha [26]. Można je wykorzystać do produkcji roślin energetycznych: traw (np. *Miscantus*), zbóż (słoma i bioetanol), drzew (topola – *Populus L.*) czy krzewów (wierzba wiciowa – *Salix*

*viminalis*). W opracowaniu przyjęto, że będzie to wierzba wiciowa *Salix viminalis*, czyli gatunek rodzimy [29]. Wierzba wiciowa bardzo dobrze toleruje warunki agroklimatyczne praktycznie w całej Polsce, jest również odpowiednią rośliną do rekultywacji nieużytków [30]. Założono dodatkowo, że 5% powierzchni gruntów rolnych zostanie wykorzystanych do produkcji bioenergii, tj. 44,1 tysięcy ha.

W celu oszacowania możliwej do uzyskania rocznie energii z wierzby wiciowej z gruntów ugorowanych i nieużytków poczyniono następujące założenia:

- 50% powierzchni ugorów, 20% powierzchni nieużytków i 5% powierzchni gruntów rolnych można przeznaczyć pod uprawę wierzby wiciowej na cele energetyczne<sup>1</sup> [17],
- roczny plon wierzby wiciowej z hektara wynosi 8 Mg/(ha-rok), zarówno na gruntach ugorowanych, jak i nieużytkach, a na gruntach uprawnych 16 Mg/(ha-rok) [27],
- wartość opała wierzby wiciowej wynosi 19 GJ/Mg [27],
- sprawność pozyskiwania energii wynosi 80%.

Wzór 7 przedstawia roczną ilość energii, którą można pozyskać z wierzby wiciowej uprawianej na nieużytkowanych ugorach i nieużytkach:

$$E_{un} = 0,8 \cdot [Q_w \cdot (0,5 \cdot P_u + 0,2 \cdot P_n) + Q_{wo} \cdot 0,05 P_o] \cdot W_w \quad (7)$$

gdzie:

$E_{un}$  – roczna energia z wierzby wiciowej uprawianej na gruntach ugorowanych, nieużytkach i gruntach rolnych [TJ/rok],

$Q_w$  – roczny plon wierzby wiciowej z hektara na ugorach i nieużytkach [8 Mg/(ha-rok)],

$Q_{wo}$  – roczny plon wierzby wiciowej z hektara na gruntach ornych [16 Mg/(ha-rok)],

$P_u, P_n, P_o$  – powierzchnia gruntów ugorowanych, nieużytków i ornych [tys. ha],

$W_w$  – wartość opała wierzby wiciowej (19 GJ/Mg).

<sup>1</sup> Wierzba może być wykorzystywana jednocześnie do rekultywacji nieużytków

Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z wierzby wi-  
ciowej uprawianej na ugorach, nieużytkach i gruntach rolnych w woje-  
wództwie zachodniopomorskim wynosi 12,29 PJ/rok.

### 3.3.6. Ilość energii z biogazu z odpadów rolniczych

#### 3.3.6.1. Ilość energii z biogazu z gnojowicy zwierzęcej i pomiotu ptasiego

Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego liczba sztuk bydła,  
trzody chlewnej i drobiu wynosi odpowiednio: 115,7 tys. sztuk, 232,6 tys.  
sztuk i 1560 tys. sztuk [31].

W celu oszacowania możliwej do uzyskania rocznie energii z bioga-  
zu z gnojowicy zwierzęcej lub pomiotu ptasiego poczyniono następujące  
założenia:

- współczynniki przeliczeniowe sztuk zwierząt na duże jednostki przeliczeniowe inwentarza *DJP* (500 kg) wynoszą: dla bydła 0,8; dla trzody chlewnej 0,2; dla drobiu 0,004 [26],
- średnia masa gnojowicy zwierzęcej lub pomiotu ptasiego, wytwarzanych przez dużą jednostkę przeliczeniową inwentarza, wynosi 44,9 kg/dobę = 16,4 Mg/rok dla bydła, 43,5 kg/dobę = 15,9 Mg/rok dla trzody chlewnej oraz 26,8 kg/dobę = 9,8 Mg/rok dla drobiu [27]),
- uzysk biogazu z gnojowicy bydłowej wynosi 0,050 m<sup>3</sup>/kg = 50 m<sup>3</sup>/Mg, z gnojowicy świńskiej 0,055 m<sup>3</sup>/kg = 55 m<sup>3</sup>/Mg, a z pomiotu ptasiego 0,140 m<sup>3</sup>/kg = 140 m<sup>3</sup>/Mg [32],
- biogaz z gnojowicy zwierzęcej lub pomiotu ptasiego zawiera 60% metanu o wartości opałowej 35,73 MJ/m<sup>3</sup> [17],
- potencjał techniczny biogazu utylizacyjnego stanowi 25% potencjału teoretycznego,
- sprawność pozyskiwania energii wynosi 80%.

Wzór 8 przedstawia roczną ilość energii, którą można pozyskać z biogazu uzyskanego z gnojowicy zwierzęcej lub pomiotu ptasiego:

$$E_{bg} = 0,2 \cdot 0,8 \cdot 0,6 \cdot (0,8 \cdot N_b \cdot I_{gb} \cdot U_{bb} + 0,2 \cdot N_t \cdot I_{gt} \cdot U_{bt} + 0,004 \cdot N_d \cdot I_{gd} \cdot U_{bd}) \cdot W_m, \quad (8)$$

gdzie:

$E_{bg}$  – roczna energia z biogazu uzyskanego z gnojowicy zwierzęcej lub pomiotu ptasiego [TJ/rok],

$N_b, N_t, N_d$  – liczba sztuk bydła, trzody chlewnej, drobiu [mln sztuk],

$I_{gb}, I_{gt}, I_{gd}$  – roczna masa gnojowicy zwierzęcej lub pomiotu ptasiego z dużej jednostki przeliczeniowej bydła (16,4 Mg/rok), trzody chlewnej (15,9 Mg/rok), drobiu (9,8 Mg/rok),

$U_{bb}, U_{bt}, U_{bd}$  – uzysk biogazu z gnojowicy bydła (50 m<sup>3</sup>/Mg), z gnojowicy świńskiej (55 m<sup>3</sup>/Mg), z pomiotu ptasiego (140 m<sup>3</sup>/Mg) [66],

$W_m$  – wartość opałowa metanu (35,73 MJ/m<sup>3</sup>).

Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z biogazu utylizacyjnego z gnojowicy zwierzęcej lub pomiotu ptasiego w województwie zachodniopomorskim wynosi 0,87 PJ/rok.

### 3.3.6.2. Ilość energii z biogazu składowiskowego

Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego [33] roczna masa odpadów komunalnych powstających w gospodarstwach domowych i obiektach użyteczności publicznej wynosi w województwie zachodniopomorskim około 441 tysięcy Mg/rok, z czego około połowa to frakcja biodegradowalna. Ze względu na duże rozproszenie źródeł bioodpadów, jak też wciąż niski stopień segregacji odpadów, potencjał techniczny biogazu z odpadów komunalnych można oszacować na poziomie 20% potencjału teoretycznego.

W celu oszacowania możliwej do uzyskania rocznie energii z biogazu z frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych poczyniono następujące założenia:

- uzysk biogazu z frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych wynosi 100 m<sup>3</sup>/Mg [27],
- biogaz z frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych zawiera 55% metanu o wartości opałowej 35,73 MJ/m<sup>3</sup> [27],
- potencjał techniczny biogazu utylizacyjnego stanowi 20% potencjału teoretycznego,
- sprawność pozyskiwania energii wynosi 80%.

Wzór 9 przedstawia roczną ilość energii, którą można pozyskać z biogazu uzyskanego z frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych:

$$E_{bok} = 0,2 \cdot 0,8 \cdot 0,55 \cdot N_{ok} \cdot U_{ok} \cdot W_m \quad (9)$$

gdzie:

$E_{bok}$  – roczna energia z biogazu z frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych [TJ/rok],

$N_{ok}$  – roczna masa frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych [mln Mg/rok],

$U_{ok}$  – uzysk biogazu z frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych (100 m<sup>3</sup>/Mg) [66],

$W_m$  – wartość opałowa metanu (35,73 MJ/m<sup>3</sup>).

Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z biogazu z frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych w województwie zachodniopomorskim wynosi 0,204 PJ/rok.

#### 3.3.6.3. Ilość energii z biogazu na oczyszczalniach ścieków

W województwie zachodniopomorskim oczyszczane jest 44,8 mln m<sup>3</sup> ścieków komunalnych rocznie [33]. Założono, że z 50% ścieków dopływających do oczyszczalni otrzymany zostanie osad (stanowiący 1% dopływających ścieków) oraz że z 1 m<sup>3</sup> osadu można uzyskać 15 m<sup>3</sup> biogazu [34].

W celu oszacowania możliwej do uzyskania rocznie energii z biogazu z osadów ściekowych (komunalnych) założono, że:

- do otrzymania biogazu zostanie wykorzystane 50% ścieków komunalnych,
- objętość osadów ściekowych wynosi 1% dopływających ścieków komunalnych,
- uzysk biogazu z osadów ściekowych wynosi  $15 \text{ m}^3/\text{m}^3 = 15$  [34],
- biogaz z osadów ściekowych zawiera 60% metanu o wartości opałowej  $35,73 \text{ MJ}/\text{m}^3$  [17],
- sprawność pozyskiwania energii wynosi 80%.

Wzór 10 przedstawia roczną ilość energii, którą można pozyskać z biogazu uzyskanego z osadów ściekowych:

$$E_{bos} = 0,5 \cdot 0,01 \cdot 0,8 \cdot 0,6 \cdot V_s \cdot U_{os} \cdot W_m \quad (10)$$

gdzie:

$E_{bos}$  – roczna energia z biogazu utylizacyjnego z osadów ściekowych [TJ/rok],

$V_s$  – roczna objętość ścieków komunalnych dopływających do oczyszczalni [mln  $\text{m}^3/\text{rok}$ ],

$U_{os}$  – uzysk biogazu z osadów ściekowych ( $15 \text{ m}^3/\text{m}^3 = 15$  [17]).

$W_m$  – wartość opałowa metanu ( $35,73 \text{ MJ}/\text{m}^3$ ).

W województwie zachodniopomorskim można pozyskać 3,4 mln  $\text{m}^3$  biogazu, czyli 0,003 PJ/rok energii.

### 3.3.7. Biometan

Wyobrażenia o gospodarce opartej na tanich i odnawialnych źródłach energii, o czystym środowisku i niezależności energetycznej rodzą się w głowach wielu społeczeństw. Jednym z elementów tej wizji jest zastąpienie tradycyjnych paliw kopalnych biopaliwami. Najlepiej rokującym i już wdrażanym biopaliwem drugiej generacji jest biometan wytwarzany



z biogazu (biogaz zawiera do 75% metanu), po oczyszczeniu go z domieszek innych gazów.

Znaczny potencjał biogazu implikuje dość dużą ilość dostępnego biometanu w województwie zachodniopomorskim.

Możliwości wykorzystania biometanu:

- do produkcji energii elektrycznej,
- do produkcji ciepła,
- do produkcji energii elektrycznej i ciepła (kogeneracja),
- do wtłoczenia do sieci gazowej,
- jako paliwo do silników trakcyjnych lub pojazdów,
- w procesach technologicznych, np. w produkcji metanolu [14,35].

Kolejną właściwością biometanu jest jego stosunkowo duża czystość oraz brak w jego składzie cząstek stałych, co spowalnia zużycie silników. Wielu użytkowników raportuje wydłużoną żywotność tych jednostek oraz mniejszą częstotliwość wymiany oleju, co zmniejsza koszty operacyjne.

Samochody zasilane biometanem można podzielić na 3 typy:

- 1) samochody jednopaliwowe – silniki, których głównym (często jedynym) źródłem energii jest biometan; przewagą tych silników jest zoptymalizowanie do pracy właśnie na tego rodzaju paliwie; zapewnia to maksymalną efektywność takich jednostek przy minimalnej emisji zanieczyszczeń. Niektóre rozwiązania przewidują mały zbiornik na benzynę jako rezerwę w przypadku wyczerpania gazu; przykładowy samochód przedstawiono na rycinie 8;
- 2) samochody dwupaliwowe – czyli silniki, które mogą być zasilane gazem ziemnym/biometanem i benzyną lub innym paliwem przeznaczonym do silników iskrowych; benzyna w tych jednostkach używana jest przy rozruchu; jednostki tego typu są posprzedawane z przeróbkami jednostek tradycyjnych lub też nowymi konstrukcjami;
- 3) samochody hybrydowe będące połączeniem silnika na biometan oraz napędu elektrycznego; powstały w ten sposób napęd uwzględniający kondensatory do magazynowania energii oraz układ odzyskiwania energii hamowania, może prowadzić nawet

do 30% redukcji zużycia paliwa w stosunku do typowej jednostki zasilanej tylko gazem ziemnym/biometanem [14].



**Rycina 8.** Samochód zasilany biometanem, Linköping, Szwecja (zdz. B. Igliński)

### 3.3.8. Łączna ilość bioenergii w województwie zachodniopomorskim

W niniejszym opracowaniu założono, że energia elektryczna z biomasy stałej zostanie pozyskana ze sprawnością 30%, a ciepło ze sprawnością 50%, podczas gdy w przypadku biogazu sprawność pozyskania energii elektrycznej wyniesie 35%, natomiast ciepła 45%. Łączną ilość możliwej do pozyskania energii elektrycznej oszacowano jako 2,21 TWh, ciepła zaś 13,18 PJ (tab. 3).

Obliczona ilość energii elektrycznej z bioenergii pozwoliłaby pokryć potrzeby województwa w 37%, a ciepła w 60% [36]. W 2020 r. zużyto w województwie zachodniopomorskim 6 TWh energii elektrycznej i 22 PJ ciepła.

Energetyczne wykorzystanie odpadowej biomasy i biogazu implikuje dużo niższe emisje zanieczyszczeń do atmosfery niż w przypadku paliw

konwencjonalnych. Biomasa spalana w kotłach przeznaczonych do jej spalania praktycznie nie powoduje powstawania smogu [37].

**Tabela 3.** Możliwe do pozyskania rocznie ilości energii elektrycznej i ciepła z biomasy w województwie zachodniopomorskim (obliczenia własne)

	Ilość energii elektrycznej [TWh/rok]	Ilość ciepła [PJ/rok]
Biomasa stała	2,11	12,69
Biogaz	0,10	0,49
<b>Suma</b>	<b>2,21</b>	<b>13,18</b>

Nawozowe wykorzystanie gnojowicy w postaci nieprzefermentowanej skutkuje emisją znacznych ilości metanu do atmosfery. Metan przyczynia się do ocieplania klimatu 21-krotnie bardziej niż ditlenek węgla, a około 20% światowej emisji metanu pochodzi z fermentacji jelitowej zwierząt przeżuwających i z rozkładu ich odchodów. Uzyskanie metanu na drodze kontrolowanej fermentacji w biogazowni i jego wykorzystanie do produkcji energii pozwalają na uniknięcie części emisji metanu i innych gazów cieplarnianych, pochodzącej z rozkładu odchodów zwierzęcych. Co więcej, spalanie biogazu i biometanu skutkuje stukrotnie niższą emisją ditlenku siarki i trzykrotnie niższą emisją tlenków azotu w porównaniu ze spalaniem paliw kopalnych, co w efekcie prowadzi do ograniczenia powstawania kwaśnych deszczy odpowiedzialnych za niszczenie lasów i korozję materiałów budowlanych.



## 4. Energetyka wodna

Hydrosfera Ziemi zawiera  $1,37 \cdot 10^9$  km<sup>3</sup> wody. Największy w niej udział, wynoszący 97,25%, stanowią morza i oceany, które pokrywają  $\frac{2}{3}$  powierzchni Ziemi. W wyniku przemian fizykochemicznych i biologicznych woda jest w ciągłym obiegu. Siłą napędową jest energia Słońca – geotermalna i grawitacyjna. Dla przykładu, energia słoneczna ogrzewa wodę na powierzchni Ziemi, która parując, tworzy chmury. Ogrzana woda, zarówno w postaci ciekłej, jak i gazowej, na skutek różnic gęstości, przemieszcza się w wyniku ruchów konwekcyjnych. Opad, a następnie spływ grawitacyjny, zamienia energię potencjalną wody w energię kinetyczną (mechaniczną) [38].

Woda to jedno z najwcześniej odkrytych i wykorzystywanych przez ludzi źródeł energii. Stanowi bardzo dobry akumulator energii. Do pierwszych urządzeń przetwarzających energię płynących wód należą koła wodne służące do nawadniania pól lub też jako siła napędowa w młynach. Strumień wody obracał koło łopatkowe, zanurzone częściowo w korycie rzeki i umieszczone na osi, zamieniając energię wody na energię mechaniczną [39].

Energią wodną określa się energię ruchów wód morskich i śródlądowych. Jest ona wykorzystywana przez ludzkość od czasów starożytnych. Początkowo napędzano nią koła wodne w młynach, następnie młoty w kuźniach i piły w tartakach [39].

Do czasu wynalezienia maszyny parowej energia wody była powszechnie stosowana w przemyśle. Wykorzystanie energii wodnej zostało zrewolucjonizowane dzięki wynalezieniu w XIX w. generatora elektrycznego. Dzięki temu wynalazkowi możliwe stało się przekształcanie energii me-

chanicznej (która z kolei była pochodną energii wodnej) na elektryczną. Zakładami przekształcającymi wymienione wcześniej rodzaje energii są elektrownie wodne, a dział energetyki zajmujący się pozyskaniem energii z siły wody to hydroenergetyka. Współcześnie wykorzystuje się w głównej mierze wody śródlądowe o dużym natężeniu przepływu i znaczącej różnicy poziomów. W mniejszym stopniu użytkowana jest energia fal i pływów morskich [40].

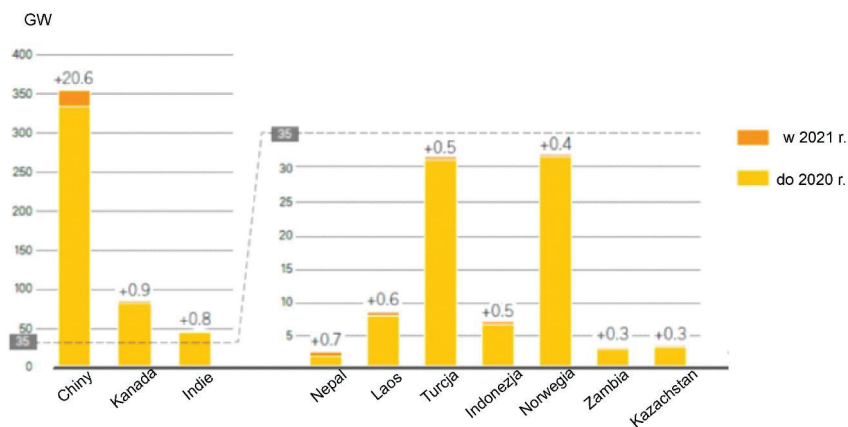
## 4.1. Hydroenergetyka na świecie

Globalny rynek energetyki wodnej rozwijał się w 2021 r. zgodnie z długoterminowymi planami. Osiągnięto przyrost mocy o 26 GW, zwiększając całkowitą zainstalowaną moc do poziomu 1197 GW. Chiny utrzymały pozycję lidera, jeżeli chodzi o zwiększanie mocy produkcyjnych w 2021 r.; następane kraje to Kanada, Indie, Nepal, Laos PDR, Turcja, Indonezja, Norwegia, Zambia i Kazachstan (ryc. 9) [1].

Pomimo wzrostu mocy w 2021 r. produkcja energii spadła o 3,5% do 4218 TWh. Jest to tłumaczone zmianami warunków hydrologicznych, w szczególności długimi suszami, które dotknęły producentów w obu Amerykach i wielu częściach Azji. Zmiany klimatyczne nie ominęły też energetyki wodnej. Zmniejszanie się czap lodowych w Himalajach jest przyczyną mniejszych przepływów w rzekach i mniejszą produkcją energii. Globalna pojemność magazynów szczytowo-pompowych wzrosła o około 1,9% (3 GW) w ciągu roku, z większością nowych instalacji w Chinach [1].

Jak już wspomniano, Chiny utrzymały pozycję lidera w uruchamianiu nowych elektrowni wodnych w 2021 r. – 20,6 GW nowych mocy (z wyłączeniem elektrowni szczytowo-pompowych), co pozwoliło na koniec roku osiągnąć moc 355 GW. Zrealizowane projekty hydroenergetyczne w kraju w ciągu roku kosztowały 98,9 mld CNY (15,5 mld USD). W okresie 2016–2021 ogólna produkcja energii elektrycznej w Chinach wzrosła o ponad 36%, podczas gdy produkcja energii wodnej wzrosła o około 12%, co spowodowało spadek udziału energii wodnej w dostawach z 19,4%

do 16%. W połowie roku Chiny zakończyły instalację wszystkich dwunastu bloków o jednostkowej mocy 850 MW w elektrowni Wudongde na górze Jangcy (Jinsha). Łączna jej moc to 10,2 GW. Również na Jinsha zainstalowano elektrownię Baihetan o mocy 8 GW (osiem turbin o mocy 1 GW). Zainstalowane turbiny są jednymi z największych na świecie. W 2022 r. planowane jest zakończenie budowy drugiej co do wielkości elektrowni w prowincji Hubei o mocy 16 GW [1].



**Rycina 9.** Moc energetyki wodnej na świecie (opracowanie własne za [1])

Indonezja zakończyła kilka nowych projektów hydroenergetycznych w 2021 r., zwiększając moc zainstalowaną o 0,5 GW, osiągając łącznie moc 6,6 GW. Projekty te obejmowały rozbudowę o 260 MW elektrowni wodnej Poso na rzece Poso w Centralnym Sulawesi (obecnie 515 MW). Ukończono również elektrownię Malea o mocy 90 MW na rzece Saddang w Sulawesi Południowym wraz z 18 małymi elektrowniami wodnymi o łącznej mocy 111 MW [1].

Indie dodały 843 MW mocy elektrowni wodnych w 2021 r., osiągając łącznie moc 45,3 GW. Wśród zrealizowanych projektów było zainstalowanie dwóch ostatnich turbin o mocy 150 MW w projekcie Kameng o 600 MW w Arunachal Pradesh, dodano dwie jednostki o 50 MW w Sorang, 113 MW w Rongnichu i trzy jednostki 60 MW gotowe do eksploata-

cji do końca roku w elektrowni Bajoli Holi. Na koniec 2021 r. Indie miały ponad 12 GW mocy hydroenergetyki [1].

Zainstalowana moc hydroenergetyczna Turcji wzrosła o 0,5 GW w 2021 r., osiągając łącznie 31,5 GW (co stanowi prawie  $\frac{1}{3}$  mocy wytwórczych kraju). Największą ilość energii z hydroenergetyki (88,8 TWh) wyprodukowano w 2019 r., co miało związek z bardzo korzystnymi warunkami hydroenergetycznymi. Pogorszenie warunków, głównie susza spowodowała spadek produkcji energii do 55,7 TWh (16,8% podaży) w 2021 r. W Turcji w 2021 r. zainstalowano dwie turbiny o mocy 155 MW w elektrowni w dolnym Kaleköy o mocy 500 MW na rzece Murat. Warto nadmienić, że oprócz elektrowni wodnej, obiekt zawiera panel fotowoltaiczny o mocy 80 MW [1].

Pojemność elektrowni szczytowo-pompowych znacznie wzrosła w 2021 r. o około 3 GW do poziomu 163 GW. Do końca roku Chiny zakończyły drugą fazę budowy największej na świecie elektrowni szczytowo-pompowej, stacja Fengning 3,6 GW w prowincji Hebei. W trwającej budowie od 2013 r. na obiekcie zastosowano dwanaście turbin odwracalnych o mocy 300 MW. Elektrownia ma na celu zaspokojenie zapotrzebowania szczytowego i wsparcie stabilności sieci w Hebei i Inner Mongolia. W sumie Chiny zrealizowały 2,85 GW elektrowni szczytowo-pompowych w 2021 r. w dziewięciu jednostkach [1].

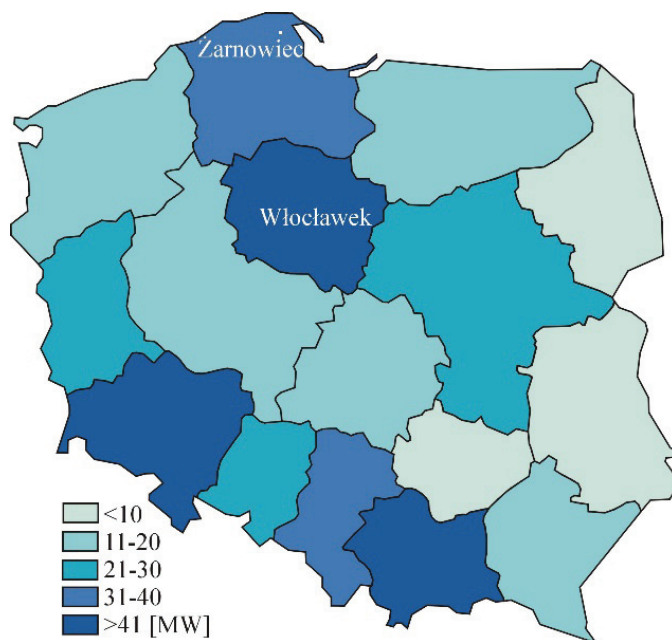
## 4.2. Hydroenergetyka w Polsce

Najstarszą elektrownią powstałą w niepodległej Polsce (w 1922 r.) jest elektrownia na rzece Czarna Woda w Gródku (3,9 MW), która zasilala Gdynię w energię elektryczną. Jeszcze w 1954 r. istniało w Polsce 6300 zakładów napędzanych silnikami wodnymi. W związku z prowadzeniem polityki wspierania wielkich elektrowni węglowych zdecydowana większość z nich została w kolejnych latach unieruchomiona, wiele uległo całkowitej dewastacji [41].



Obecnie moc urządzeń produkujących energię elektryczną z wykorzystaniem turbin wodnych w Polsce to blisko 1 GW w ponad 750 elektrowniach wodnych (ryc. 10) [15].

Największą elektrownią wodną w Polsce jest elektrownia Włocławek przy stopniu wodnym na Wiśle. Stopień ten składa się z następujących elementów: zapory ziemnej czołowej, jazu zamykanego stalowymi zasuwami powłokowymi, elektrowni i śluzy żeglugowej w wymiarach 12 × 115 m, zaprojektowanej na przepustowość 6 mln ton rocznie, oraz przepławki dla ryb usytuowanej w filarze działowym między jazem a elektrownią. W elektrowni pracuje 6 hydrozespołów Kapłana o łącznej mocy zainstalowanej 160,2 MW. Z kolei największą elektrownią szczytowo-pompową jest elektrownia w Żarnowcu (ryc. 10) [42].



**Rycina 10.** Moc elektrowni wodnych w Polsce (opracowanie własne za [15])

### 4.3. Hydroenergetyka w województwie zachodniopomorskim

Na tle Polski, zwłaszcza w porównaniu z częścią nizinną, potencjał hydroenergetyczny Pomorza Zachodniego prezentuje się korzystnie [43]. W związku z dość dużymi deniwelacjami tereny pojezierzy należą do obszarów o znacznym potencjale hydroenergetycznym, choć oczywiście nie tak dużym jak na terenach typowo górskich. Łączna długość cieków w granicach województwa zachodniopomorskiego, wyznaczona na podstawie komputerowej mapy podziału hydrograficznego Polski, wynosi 30 200 km. Średnia gęstość sieci rzecznej w województwie zachodniopomorskim to 1,32 km/km<sup>2</sup>. Największą długością sieci rzecznej charakteryzują się zlewnie Parsęty (4100 km) i Regi (4000 km), przy czym gęstość sieci rzecznej w tych zlewniach nie odbiega znacząco od średniej w województwie. Gęstość sieci rzecznej osiąga największe wartości (ponad dwukrotnie wyższe od średniej) w zlewniach Przymorza: Dziwny-Regi (2,85 km/km<sup>2</sup>) oraz Świńcy (2,78 km/km<sup>2</sup>). Tak wysokie wartości gęstości sieci rzecznej w tych zlewniach wynikają przede wszystkim z występowania licznych kanałów melioracyjnych [44]. Na potencjał hydroenergetyczny kluczowy wpływ ma między innymi deniwelacja terenu. Największe różnice wysokości w polach jednostkowych na Pomorzu Zachodnim występują na Pojezierzu Drawskim [45].

Najbardziej płaskie tereny w województwie zachodniopomorskim, mało korzystne z punktu widzenia lokalizacji elektrowni wodnych, znajdują się na wschód od jeziora Dąbie oraz zalewów Szczecińskiego i Kamieńskiego (Pobrzeże Szczecińskie poza częścią zachodnią), a także w zachodniej i środkowej części Pobrzeża Koszalińskiego. W tych rejonach różnice wysokości w polach o powierzchni 36 km<sup>2</sup> oscylują wokół 20 m, a czasem nie przekraczają nawet 10 m [44]. Ważną rzeką pod względem hydroenergetycznym jest Parsęta, wypływająca z okolic Szczecinka i uchodząca do morza w Kołobrzegu. Mimo że jest typem meandrującej rzeki nizinnej średniej wielkości, jest największą rzeką Przymorza, przybierającą miejscami charakter rzeki górskiej. Jej średni spadek wynosi 1,05‰, w górnym biegu około 1,4‰. W górnej części dorzecza Parsęty

spadki rzek w niektórych miejscach dochodzą nawet do 3%. O potencjale hydroenergetycznym świadczy w dużej mierze wielkość odpływu jednostkowego z danej zlewni (ilość wody odpływającej w jednostce czasu z jednostki powierzchni). Średni odpływ jednostkowy z terenu Polski wynosi  $5,2 \text{ l/s}\cdot\text{km}^2$ . Od około  $2 \text{ l/s}\cdot\text{km}^2$  na Kujawach do ponad  $50 \text{ l/s}\cdot\text{km}^2$  w Tatrach. Średni odpływ jednostkowy w Karpatach wynosi  $10 \text{ l/s}\cdot\text{km}^2$ , a w Sudetach  $8 \text{ l/s}\cdot\text{km}^2$ , w obrębie środkowych nizin około  $4 \text{ l/s}\cdot\text{km}^2$ . Nie licząc Karpat, rzeki Pomorza Zachodniego charakteryzują się największymi odpływami jednostkowymi w Polsce – jest to  $9,5 \text{ l/s}\cdot\text{km}^2$  [46], co wynika głównie ze stosunkowo wysokich opadów równomiernie rozłożonych w ciągu roku.

Podstawowymi cechami krajobrazu kulturowego Pomorza Zachodniego są: zabytkowe miasta z obwarowaniami, średniowieczne wsie z zabudową ryglową, zespoły dworsko-parkowe z budynkami folwarcznymi oraz zabytki przemysłu i techniki, w tym młyny wodne, wiatraki i elektrownie wodne. W regionie zachodniopomorskim najważniejsze elementy kulturowe (i zabytkowe) znajdują się wzdłuż rzek. Praktycznie w każdej wsi czy na historycznej panoramie miasta występowały młyny i wiatraki. Niestety po II wojnie światowej nastąpiło zerwanie wielowiekowej tradycji własnościowej oraz kulturowej, a nowe uwarunkowania ideologiczne doprowadziły do znacznej degradacji historycznych obiektów „pomysłńskich”. Prywatny/a młyn/elektrownia wodna stały się synonimem „znie-nawidzonego kapitalisty”, a dawne młyny/elektrownie upaństwowiono bądź zostały rozgrabione lub zniszczone [43].

Najokazalej prezentują się młyny wodne, które w wielu przypadkach zostały przeznaczone do innych celów. Są to: hotele (np. Stargard), obiekty agroturystyczne, pensjonaty (np. Marianowo), domy mieszkalne, magazyny lub elektrownie. Na tym tle wyróżnia się zespół młyna wodnego w Gryficach, wzniesiony w okresie od połowy XIX do lat 30. XX w., złożony z młyna właściwego (z około 100-letnim wyposażeniem), spichlerza, urządzeń wodnych (jazy, zastawki, turbiny) oraz domu młynarza. Na uwagę zasługują młyny wzniesione w konstrukcji ryglowej, które w krajobrazie stanowią malownicze relikty – np. Babigoszcz czy Suchanówek Głębo-czek. Historyczne obiekty pomysłńskie pełnią również funkcje naukowe

czy kulturotwórcze, jak np. Młyn Papiernia w Barlinku. Na miejscu dawnych młynów powstawały – od początku XX wieku – elektrownie wodne, historyczne urządzenia hydrotechniczne. Modernistyczne budynki zostały wkomponowane w nadrzeczny krajobraz – np. Trzebiatów, Płoty, Resko. Z chwilą upowszechnienia energii elektrycznej zaczęto budować młyny gospodarcze niezwiązane z napędem wodnym. Były to duże młyny zbożowe, działające zarówno w miastach (np. Stargard (Szczeciński) – 1934 r. i Trzebiatów – 1927 r.) czy na wsiach (np. Wojtaszyce – 1934 r.). Obiekty te nadal pełnią funkcje młynarskie, wykorzystując również oryginalne (z czasów budowy) maszyny i urządzenia [47].

Na koniec 2021 r. w województwie zachodniopomorskim funkcjonowało 60 elektrowni wodnych o łącznej mocy 14,138 MW [14]. W tabeli 4 przedstawiono największe elektrownie wodne w województwie zachodniopomorskim [41].

**Tabela 4.** Największe hydroelektrownie pod względem osiągniętej mocy ( $\geq 100$  MW) w województwie zachodniopomorskim [41]

Miejscowość	Powiat	Moc osiągnięta [MW]	Typ elektrowni	Właściciel
Żydowo	koszaliński	120800	szczytowo-pompowa (akumulator energii)	ENERGA Zakład Elektrowni Wodnych sp. z o.o.
Rosnowo	koszaliński	3300	zaporowa	Energia Wytwarzanie SA
Rejowice/Smolęcín	gryficki	1400	zaporowa	Energetyka Szczecińska Zespół Elektrowni Wodnych Sp. z o.o.
Niedalino	koszaliński	1050	zaporowa	ENERGA Hydro Sp. z o.o.
Gudzisz	myśliborski	220	przeptywowa	Zakład Elektrowni Wodnych „ENERGOZEW” Sp. z o.o.
Reczyce-Międzylesie	myśliborski	180	przeptywowa	Zakład Energetyczny Gorzów S.A.
Żerzyno	łobeski	160	przeptywowa	właściciel prywatny
Chwarszczany	myśliborski	132	przeptywowa	HYDROELEKTRIM S.C.
Pomiłowo	sławieński	100	przeptywowa	Symbios Sp. z o.o.

Hydroelektrownia Borowo jest nie tylko zakładem produkcyjnym, lecz także interesującym obiektem architektoniczno-budowlanym, położonym w atrakcyjnym otoczeniu, w głębi dużego kompleksu leśnego, na rzece Drawie. Została wybudowana w latach 1916–1918 w miejscu, gdzie wcześniej znajdował się tartak wodny. Dzięki zastosowaniu nowego hydrozespołu o wyższej sprawności niż oryginalne znacznie zwiększono produkcję energii. Szacuje się, że możliwy wzrost to około 24% rocznie. Zrealizowana inwestycja jest również odpowiedzią na potrzebę polepszenia jakości powietrza [48].

Elektrownia wodna Niedalino została uruchomiona w 1912 r. Miała służyć jako instalacja podszczytowa, o czym świadczy czwarta „wolna” turbinownia. Znajduje się w głębi dużego kompleksu leśnego na Równinie Białogardzkiej, na rzece Radew. Pracuje jako elektrownia przepływowa, z niewielką możliwością retencji w jeziorze Niedalińskim, wystarczającej na około 18-godzinny przepływ średni. Jest czynnym zabytkiem techniki z oryginalnym wyposażeniem z czasów budowy. W najbliższym czasie planowana jest jej modernizacja dostosowująca warunki do obecnych wymogów technicznych z zachowaniem jej historycznego wyglądu [49].

Elektrownia wodna Rosnowo znajduje się w głębi dużego kompleksu leśnego położonego na Równinie Białogardzkiej, na rzece Radew. Uruchomiono ją w 1922 r. Dla celów energetycznych wybudowano kanał de-rywacyjny o długości 2662 m. Elektrownia korzysta z retencji na jeziorze Rosnowskim i współpracuje z elektrownią wodną Niedalino. W 2009 r. została zmodernizowana w zakresie instalacji nowoczesnych regulatorów obrotów [49].

Elektrownia wodna w miejscowości Rościno w powiecie białogardzkim na rzece Parsęcie powstawała w latach 1935–1936 według projektu inżyniera Arno Fischera. Wykorzystano oryginalny pomysł ukrycia całej siłowni elektrowni pod wodą. Była to pierwsza taka konstrukcja na świecie, gdzie widać było tylko wodę przelewającą się nad zaporą w kształcie sztolni, w której znajdowały się hydrozespoły i napędy zamknięć hydro-technicznych. Dwa hydrozespoły rurowe, klapę przelewową oraz upust denny dostarczyła firma Escher Wyss z Ravensburga. W 1945 r. na polecenie niemieckich władz elektrownię zalano. Po zakończeniu wojny od-

wodniono ją i próbowano uruchomić. Udało się to dopiero w 1948 r., po uzyskaniu dokumentacji od producenta. Jednak pojawiające się kolejne usterki techniczne zakończyły eksploatację elektrowni w 1955 r. Zdemonstrowane hydrozespoły i część innych urządzeń przekazano do Politechniki Gdańskiej. Utrzymywano tylko budowlę hydrotechniczną oraz przyległe brzegi. W latach 1973–1975 elektrownia została zmodernizowana przez Zakład Energetyczny w Koszalinie. Zachowano układ hydrotechniczny oraz lokalizację hydrozespołów. W istniejący układ przepływowy wkomponowano dwie prototypowe turbiny Kaplana projektu prof. Krzyżanowskiego z Politechniki Gdańskiej. Generatory zamontowano pod turbinami i napędzano paskami klinowymi. Zainstalowana moc wynosiła około 250 kW, a przełyk 6,3 m<sup>3</sup>/s. Zbudowano również przepławkę dla ryb. Zainstalowane hydrozespoły wykorzystywały jednak tylko w połowie potencjał stopnia wodnego. Średnia roczna produkcja wynosiła około 1000 MWh [49].

Ostatnią modernizację obiektu w Rościnie rozpoczęto w 2013 r. Realizację powierzono inwestorowi zastępczemu, spółce ENERGA INVEST. Generalnym Wykonawcą wybranym w przetargu została firma MC Construction Sp. z o.o. z Gdańska. Hydrozespoły dostarczyła czeska firma MAVEL. Zakres robót budowlanych obejmował prace niemal jak przy budowie nowej elektrowni. Pozostawiono jedynie sztolnię i płytę wypadową. Dodatkowo, przeprowadzono demontaż części istniejącej budowli hydrotechnicznej i wszystkich urządzeń. Podczas budowy występowały okresowe ograniczenia prowadzenia prac związane z lęgiem ptaków i tarłem ryb, co zostało uwzględnione w przestrzeganym harmonogramie robót. Prace budowlane rozpoczęto we wrześniu 2013 r. od wykonania budowli tymczasowych, tj. jazu iglicowego z progiem zwalniającym oraz grodzy na dolnej i górnej wodzie. Pozwoliło to na przepuszczenie wody Parsęty kanałem obiegowym oraz odwodnienie terenu budowy. Po zakończeniu prac rozbiórkowych i demontaży przystąpiono do wykonywania fundamentów pod konstrukcję jazu, budynek elektrowni ze stanowiskami hydrozespołów oraz przepławkę. Przed ułożeniem konstrukcji dachu budynku elektrowni zamontowano turbiny. Równolegle wykonywano montaż urządzeń hydrotechnicznych, instalacje hy-

drauliczne i elektryczne. Zmodernizowano również rozdzielnię 15 KV zlokalizowaną w przyległym budynku. We wrześniu 2014 r., po likwidacji budowli tymczasowych, uruchomiono przepławkę, w której od chwili otwarcia zauważono trocie płynące na tarło w górę Parsęty. W czwartym kwartale 2014 r. dokonano rozruchu urządzeń, wykonano próby i przekazano elektrownię do eksploatacji. Wybudowana ze środków unijnych przepławka typu vertical-slot o długości 104 m ma 29 komór o szerokości dna 1,9–2 m oraz stały przepływ wody 0,6 m<sup>3</sup>/s. Umożliwia migrację organizmów wzdłuż rzeki, głównie łososiowatych ryb wędrownych wychodzących z morza na tarło do rzek, takich jak troć i łosoś, ale również innych gatunków, jak certa, pstrąg, węgorz. Wyposażenie przepławki w specjalistyczny skaner umożliwia obserwację przepływających przez nią ryb – ich liczbę, wielkość oraz gatunki. Po zakończeniu budowy na przepławce dodatkowo został zamontowany system całodobowego monitoringu migracji ryb, który będzie prowadzony przez najbliższe 5 lat we współpracy z Politechniką Koszalińską. Celem monitoringu jest pozyskanie informacji na temat zachowań ryb migrujących, aby w pełni nadzorować funkcjonalność przepławki. W sierpniu 2015 r. zamontowano chwytkową czyszczarkę krat z układem transportu kratak na miejsce odkładcze, z automatyczną możliwością pracy. Zdemontowane podczas prac rozbiórkowych hydrozespoły zostały odnowione i przekazane jako eksponaty. Można obejrzeć je w Karlińskim Ośrodku Kultury oraz w outdoorowym muzeum urządzeń hydrotechnicznych zorganizowanym na terenie Elektrowni Wodnej Straszyn. Efektem modernizacji jest możliwość efektywnego i pełnego wykorzystania potencjału stopnia wodnego z poszanowaniem środowiska naturalnego. Nowe, sprawniejsze o około 20% hydrozespoły pozwalają na zwiększenie produkcji energii z 1000 MWh do około 2600 MWh. Automatyka pozwala na ograniczenie obsługi oraz zdalny nadzór nad pracą elektrowni. Rozwiązania zastosowane w Roście należą do nowoczesnych i zgodnych z aktualnymi standardami kierunków łagodzenia skutków przegradzania rzek dla potrzeb hydroenergetycznych. Modernizacja małej elektrowni wodnej w Roście to inwestycja w hydroenergetykę z poszanowaniem środowiska naturalnego [49].

Elektrownia Szczytowo-Pompowa (ESP) w Żydowie została wybudowana w 1971 r. jako pierwsza tego typu w Polsce i jedyna usytuowana pomiędzy dwoma naturalnymi jeziorami odległymi od siebie o około 1,5 km, gdzie różnica poziomów pomiędzy nimi sięga 82 m. Elektrownia w Żydowie pełni funkcję szczytowego źródła energii w przypadku jej nagłego lub wysokiego zapotrzebowania. Oznacza to, że w razie nagłego niedoboru mocy elektrownia uruchamiana jest do pracy turbinowej, a w przypadku nadmiaru mocy elektrownia podejmuje pracę pompową. Elektrownia ta stanowi naturalny magazyn energii. Zainstalowana moc to 167 MW, na którą składa się praca 3 turbozespołów – z turbinami Francisa i generatorami Skoda Pilzno [49].

Od momentu budowy w 1971 r. obiekt ten nie był poddawany gruntownej modernizacji aż do roku 2007, kiedy jego właścicielem została spółka z Grupy Energa (wtedy Energa Hydro). Celem rozpoczętej wówczas inwestycji było doprowadzenie elektrowni do stanu umożliwiającego wieloletnią eksploatację oraz uatrakcyjnienie oferty rynkowej [48].

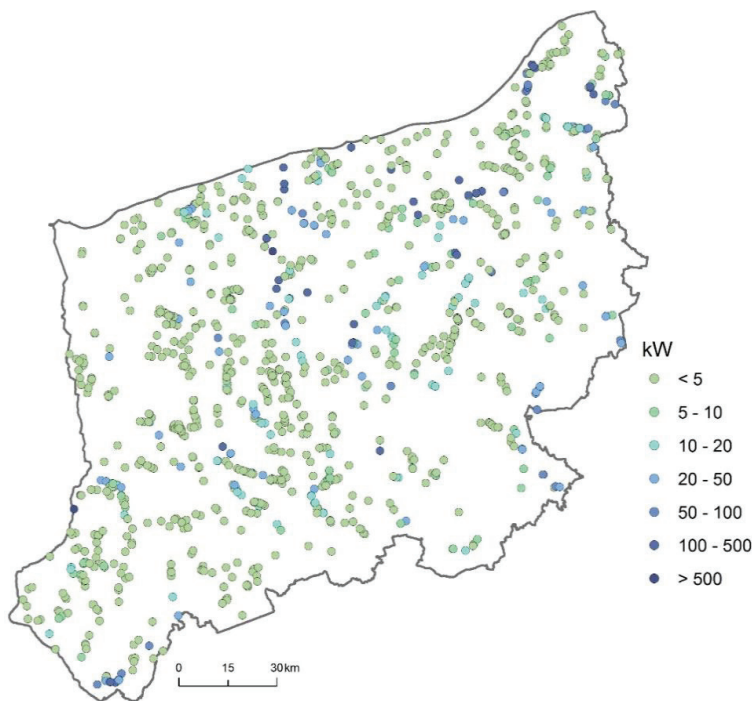
W 2013 r. Energa Hydro zakończyła kolejną modernizację ESP Żydowo. W efekcie wartej ponad 116 mln złotych inwestycji moc osiągalna elektrowni wzrosła o 10 MW (do obecnej mocy – 167 MW), a sprawność turbin w ruchu pompowym osiągnęła poziom 93%. Szacuje się, że dzięki modernizacji elektrownia będzie mogła pracować przez kolejne 30 lat [49].

W województwie zachodniopomorskim jest dużo piętrzeń o znaczeniu gospodarskim na których można by postawić elektrownie wodne. W województwie liczba istniejących piętrzeń wynosi:

- 853 piętrzenia, na których można postawić małe elektrownie wodne (MEW) o mocy poniżej 5 kW,
- 92 piętrzenia, na których można postawić MEW o mocy 5–10 kW,
- 86 piętrzeń, na których można postawić MEW o mocy 10–20 kW,
- 54 piętrzenia, na których można postawić MEW o mocy 20–50 kW,
- 23 piętrzenia, na których można postawić MEW o mocy 50–100 kW,
- 36 piętrzeń, na których można postawić MEW o mocy 100–500 kW,
- 2 piętrzenia, na których można postawić elektrownię wodną o mocy powyżej 500 kW (ryc. 11) [17].



Łączna teoretyczna moc elektryczna dostępnych piętrzeń wynosi 24,1 MW. Chcąc zwiększyć ten potencjał, należałoby podpiętrzyć wodę, co umożliwiłoby nie tylko na produkcję energii, ale zapewniałoby tzw. małą retencję.



**Rycina 11.** Lokalizacja istniejących piętrzeń i moc możliwych do postawienia elektrowni wodnych w województwie zachodniopomorskim (opracowanie własne) [17]

Rozwój hydroenergetyki powinien iść w kierunku małej energetyki wodnej opartej na już istniejących piętrzeniach, których wykorzystanie pozwala obniżyć koszty inwestycyjne. Należy podkreślić, że oddziaływanie hydroelektrowni (posiadającej m.in. przepławkę) na środowisko jest niewielkie. Mała energetyka wodna wiąże się z małą retencją, co ma duże znaczenie w stepowiejącej Polsce. Już dziś zasoby wodne naszego kraju są na podobnym poziomie jak w Egipcie [50].

Przeprowadzone badania wykazały, że budowa obiektów małej energetyki wodnej może przynieść znaczące korzyści środowiskowe oraz gospodarcze. Należą do nich m.in.:

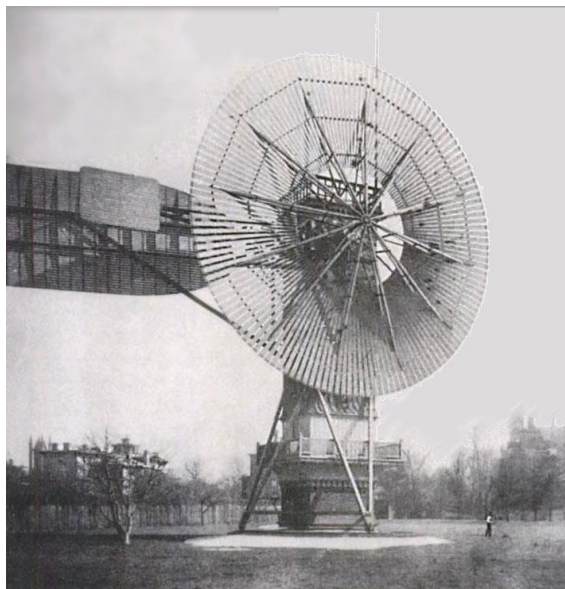
- retencja wody istotna ze względu na ubogie zasoby wód podziemnych w Polsce,
- urozmaicenie ekosystemów występujące w obrębie zapory i na otaczającym obszarze,
- bieżący monitoring jakości wody,
- dbałość o rzeki w obrębie cofki, jazów oraz dolnej wody elektrowni,
- kraty, dzięki czemu rzeki są oczyszczane ze śmieci do nich wrzuconych,
- budowa przepławek,
- tworzenie miejsc wypoczynku i rekreacji [40].

## 5. Energetyka wiatrowa

Wiatr definiuje się jako poziomy ruch mas powietrza, który wieje od wyżu do niżu. Pierwotnym powodem jest fakt, że promienie słoneczne ogrzewają pewien obszar powierzchni Ziemi bardziej niż sąsiednie. Przyczyn tego jest wiele, np. ciemniejszy kolor gleby powoduje silniejsze pochłanianie ciepła przez ląd. Powietrze znajdujące się nad nim zaczyna się nagrzewać, czyli rozszerza się. Masa tego powietrza będzie się rozprzestrzeniać w kierunku niższego ciśnienia, więc ku górze. Wypiętrzanie słupa powietrza powoduje jego przepływ górą nad sąsiednie obszary, gdzie następuje wzrost ciśnienia (powstaje wyż). Z kolei nad obszarem nagrzwanym kształtuje się niż. Różnica ciśnień wywołuje wiatr [51].

Pierwsze wiatraki europejskie pojawiły się w Anglii w IX w., we Francji w XI w., a od wieku XIII upowszechniły się w Europie Zachodniej. Najstarszy obraz wiatraka w Europie znajduje się na inicjale pierwszej strony rękopisu angielskiego z 1270 r. Pierwotnie wiatrak był drewnianą „budką”, którą obracano wokół centralnie usytuowanego słupa, tak aby ustawić skrzydła na wiatr. Rewolucji w konstrukcji wiatraków dokonali Holendrzy, którzy w 1390 r. wprowadzili konstrukcje czteroskrzydłowe. Rozwój wiatraków typu „holender” (rys. 32) przypadł w Europie na XVII w. [52].

W czasie zimy 1887/88 Charles F. Brush zbudował w Stanach Zjednoczonych pierwszą samoczynnie działającą siłownię wiatrową o mocy 12 kW produkującą energię elektryczną. Jak na owe czasy turbina Brusha była imponująca: wirnik miał średnicę 17 m i składał się ze 144 łopat zrobionych z drzewa cedrowego (ryc. 12) [52].



**Rycina 12.** Pierwsza turbina wiatrowa zbudowana przez Charlesa Brusha (autor zdjęcia nieznanym) [52]

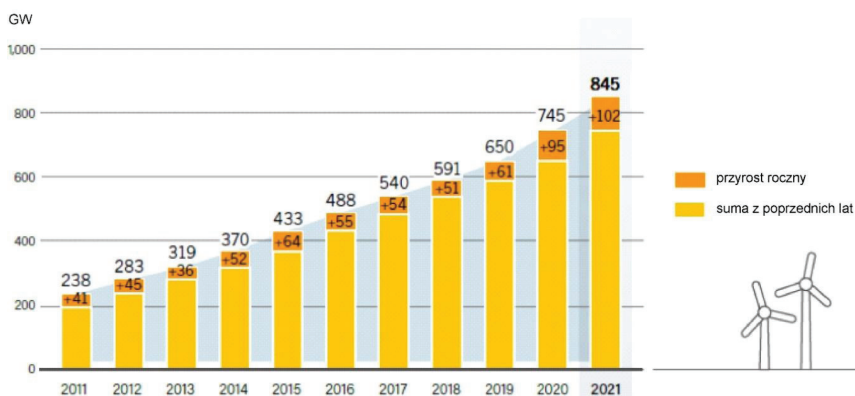
Przemysł szerzej zainteresował się elektrowniami wiatrowymi na początku lat 80. XX w. Z inicjatywy duńskich zakładów energetycznych zdecydowano się na opracowanie turbiny o mocy 660 kW. Kolejne lata to rozwiązywanie wielu problemów technicznych związanych z konstrukcją generatora, wytrzymałością mechaniczną, doбором odpowiednich materiałów na wieże i skrzydła wirników. Ostatnie 20 lat to już prawdziwy rozkwit aeroenergetyki na świecie [1,53].

## 5.1. Energetyka wiatrowa na świecie

Lądowa energetyka wiatrowa w ostatnich 2 dekadach osiągnęła znaczną redukcję kosztów i doskonałość technologiczną, stwarzając przy tym gotową i pewną alternatywę dla paliw kopalnych. Z najnowszego raportu Global Wind Energy Council (GWEC) [54] wynika, że coraz większa

liczba krajów uznaje kluczową rolę energii wiatrowej we wspieraniu globalnego przejścia na czystą energię. Jak ostrzega GWEC, do osiągnięcia wspólnego światowego celu, jakim jest ograniczenie wzrostu temperatury do końca XXI w. do 1,5°C, wielkość rocznych instalacji energii wiatrowej musi zwiększyć się około 4-krotnie w ciągu następnej dekady. Niewątpliwie jest to ogromne wyzwanie wymagające współpracy pomiędzy rządami, przemysłem a społeczeństwem.

Szacuje się, że w 2021 r. zainstalowano 102 GW mocy wiatrowej, w tym rekordowe 18,7 GW na morzu (ryc. 13). Chiny zdominowały rynek aeroenergetyki, a za nimi są USA, Brazylia, Wietnam i Wielka Brytania. Przyrost mocy w 2021 r. zwiększył całkowitą moc o 13,5% do ponad 845 GW. Obserwuje się coraz szybszy rozwój morskiej energetyki wiatrowej (*offshore*), co ma związek ze wzrostem gospodarczym rejonów wybrzeży, spowodowanego głównie polityką Chin [1].



**Rycina 13.** Moc energetyki wiatrowej na świecie w latach 2011–2021 (opracowanie własne za [1])

Korzystna ekonomia inwestycyjna w energetykę wiatrową nadal jest głównym motorem jej rozwoju na świecie. W ostatnich latach coraz większego znaczenia nabiera zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i złagodzenie zmian klimatycznych. Jednak sektor wiatrowy stoi przed kilkoma wyzwaniami, jakimi są brak infrastruktury sieciowej i problemy

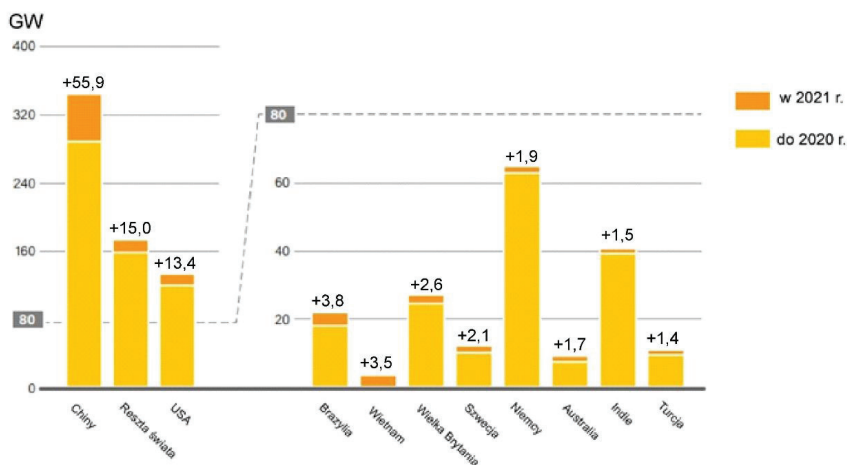
z pozwoleniami na budowę/przyłączenie do sieci. Problemy te w 2021 r. wynikały z rosnących kosztów spowodowanych pandemią: ograniczeń łańcucha dostaw, braku siły roboczej, zaległości w dostawach oraz rosnących cen głównych surowców. Podczas gdy cena pojedynczej turbiny spadała w Chinach, to ceny w innych krajach wzrosły do największych poziomów od 2015 r. Poza Chinami branża nalega na zwiększenie wartości systemowej energii wiatrowej, a nie wyłącznie na stale spadające koszty i ceny [1].

Chociaż segment offshore stanowi stosunkowo niewielką część globalnej mocy wiatrowej, przyciąga coraz więcej inwestorów (również w Polsce). Coraz więcej rządów i deweloperów, a także firm z branży naftowej i gazowej inwestują w offshore [1].

Producenci turbin nadal skupiali się na wprowadzaniu ulepszeń i innowacji w technologii produkcji wiatraków, aby uzyskać jak najlepsze turbiny po jak najniższych cenach. Liczba chińskich instalacji wiatrowych wzrosła o prawie 2,8%; co druga nowa turbina była przyłączona właśnie w Chinach. Liczba przyłączeń naziemnych spadła co prawda o 18% w stosunku do 2020 r., ale wynikało to z pośpiechu przyłączeń do sieci przed końcem 2020 r., aby dotrzymać warunków wygasającego krajowego programu FIT III. Szacuje się, że 55,9 GW (41,4 GW na lądzie i 14,5 GW na morzu) (ryc. 14) dodane w 2021 r. podniosły łączną moc wiatrową Chin do 346,7 GW. Z tego 47,6 GW zostało zintegrowanych z krajową siecią, z czego większość (61%) w bardziej zaludnionych regionach centralnych, wschodnich i południowych. Wskaźnik wykorzystania energii wiatrowej w Chinach wyniósł średnio 96,9% w 2021 r. Generacja wiatrowa wzrosła o 40,5% i odpowiadała za 7,9% całkowitej produkcji energii elektrycznej (wzrost z 6,1% we 2020 i 5,5% w 2019) [1].

Chińscy producenci turbin stanowią około połowę globalnej produkcji świata; większość ich turbin nadal jest instalowana w kraju, ale malejący popyt powoduje, że producenci rozszerzają swoją działalność o nowe rynki. Konkurencyjne ceny i ulepszenia technologiczne chińskich turbin sprawiają, że cieszą się one coraz większym zainteresowaniem na arenie międzynarodowej. Według szacunków 6 z najlepszych 10 firm na świecie

miało siedzibę w Chinach; pozostałe cztery to były Vestas (Dania), Siemens Gamesa (Hiszpania), GE (USA) oraz Nordex Group (Niemcy) [1].



**Rycina 14.** Moc i przyrost mocy energetyki wiatrowej (opracowanie własne za [1])

Stany Zjednoczone ponownie zajęły drugie miejsce na świecie pod względem przyrostu nowej mocy aeroenergetyki na świecie. Dodano 13,4 GW, osiągając łącznie 135 GW. Również w USA rozwój energetyki wiatrowej został spowolniony przez kilka czynników, m.in. łańcuch dostaw, wyzwania logistyczne, problemy z przyłączeniem do sieci i rosnące koszty, które wpłynęły na ekonomię projektów. Niepewność co do polityki OZE w USA opóźniła też inwestycje; co najważniejsze, federalna ulga podatkowa dla produkcji została przedłużona pod koniec grudnia 2020 r. o projekty, które rozpoczęły budowę do ostatniego dnia 2021 r. Aby zrównoważyć ograniczenia łańcucha dostaw i inflację kosztów oraz dostosować spadek wartości PTC, deweloperzy w USA podnieśli ceny. Do końca 2021 r. roku amerykańskie plany obejmowały 23,9 GW mocy na lądzie i 17,5 GW offshore, przy czym te ostatnie są głównie napędzane przez zamówienia państwowe. Energia wiatrowa stanowiła 9,1% energii w USA w 2021 r., co oznacza wzrost o 8,4% w stosunku do 2020 r. [1].

Trzecim krajem w rankingu pod względem nowo zainstalowanej mocy była Brazylia, Pomimo problemów wynikających głównie z powodu pandemii COVID-19 podłączona moc na rynku brazylijskim wzrosła o ponad 60% w stosunku do 2020 r. Przyrost mocy wyniósł 3,8 GW (wszystkie turbiny na lądzie), co daje łącznie 21,6 GW. Wzrost ten wynikał z kilku czynników, w tym z rosnącego popytu na energię elektryczną (wzrost o 4,1% w 2021 r.) i ożywienia gospodarczego w Brazylii. Energia wiatrowa wytworzyła rekordowe 72 terawatogodziny (TWh) energii elektrycznej (wzrost o ponad 26%) i była drugim co do wielkości źródłem wytwarzania energii elektrycznej w 2021 r., po energetyce wodnej. Chociaż dotychczas nie postawiono turbin morskich, Brazylia posiada 7500-kilometrową linię brzegową – już kilka firm, w tym Shell (Holandia) – planuje zainwestować w Brazylii sektor offshore [1].

Wietnam po raz pierwszy znalazł się wśród 10 najlepszych rynków w rankingu 2021 r. Napędzany zbliżającym się wygaśnięciem krajowego FIT, roczny przyrost w Wietnamie wzrósł wielokrotnie z 0,1 GW w 2020 r. do 3,5 GW w 2021 r. (2,7 GW na lądzie) i prawie 0,8 GW na morzu). Łączna moc aeroenergetyki w Wietnamie osiągnęła 4,1 GW. Rząd wietnamski wspiera OZE (w szczególności energię wiatrową i fotowoltaikę) w celu zmniejszenia importu paliwa i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w dobie szybko rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt Planu Rozwoju Energetyki kraju na lata 2021–2030, wydany w 2021 r., zawiera nowe cele w zakresie aeroenergetyki (18 GW energii wiatrowej do 2030 r.) oraz inwestycje w infrastrukturę sieci energetycznej [1].

Europa jako całość zajęła drugie miejsce po Azji pod względem udziału regionalnego nowych instalacji wiatrowych, do których dodano prawie 16 GW (więcej o ponad 18% w stosunku do 2020 r.), co daje łącznie 225 GW. Uruchomiane nowe projekty w całej Europie nadal są opóźniane przez globalne problemy z łańcuchem dostaw. Pierwsza piątka krajów, w których najbardziej wzrosła moc aeroenergetyki w 2021 r., to: Wielka Brytania, Szwecja, Niemcy, Holandia i Francja. Większość nowych mocy w Europie, poza Wielką Brytanią, była instalowana w Unii Europejskiej,



gdzie przyłączono 11 GW, głównie na lądzie (10 GW, co daje łącznie 188,9 GW na koniec roku (173,3 GW na lądzie i 15,6 GW na morzu) [1].

Europa jest światowym liderem w dziedzinie energii wiatrowej, która zasila każdego dnia miliony europejskich gospodarstw domowych i przedsiębiorstw. Mimo to w lipcu 2021 r. Komisja Europejska przedstawiła cel w zakresie energii odnawialnej na rok 2030, zakładający osiągnięcie poziomu 40% w porównaniu z obecnymi 32%. Oznacza to, że aby osiągnąć ten ambitny cel, UE będzie musiała podwoić roczną moc instalacji wiatrowych z 15 GW do 30 GW rocznie. Zgodnie z danymi WindEurope wiatr zaspokaja obecnie 16% zapotrzebowania na energię elektryczną w Europie, a w wielu krajach znacznie więcej: Dania – 48%; Irlandia – 38%; Niemcy – 27%; Portugalia – 24%; Hiszpania – 22%. International Energy Agency przewiduje, że do 2027 r. wiatr stanie się numerem jeden wśród źródeł energii w Europie. W 2021 r. liderami w zakresie instalacji lądowych farm wiatrowych były Szwecja (2,1 GW), Niemcy (1,9 GW), Turcja (1,4 GW) i Francja (1,2 GW). Co ważne, scenariusz realistyczny opracowany przez WindEurope wskazuje, że w Europie w latach 2022–2026 zainstalowane zostanie blisko 90 GW nowej mocy w lądowej energetyce wiatrowej, czyli średnio 17,4 GW rocznie [55,56].

Global Wind Energy Council przewiduje, że w 2030 r. moc zainstalowana morskich farm wiatrowych na świecie może wynieść nawet 270 GW, natomiast w 2050 r. – do 2000 GW. Około 40% (760 GW) tej mocy do 2050 r. ma zostać zainstalowane w Azji, a u obecnego lidera – w Europie – około 32% (640 GW; kolejne 18% w Ameryce Północnej, 6% w Ameryce Łacińskiej, 4% w rejonie Pacyfiku i 2% w Afryce i na Bliskim Wschodzie). Komisja Europejska wskazuje natomiast, że moc zainstalowana morskich farm wiatrowych w Europie może wynieść 60 GW do 2030 r. i 300 GW do 2050 r. KE utrzymuje, że osiągnięcie tych celów przyniosłoby wymierne korzyści i przysłużyło się transformacji sektora energetycznego w Europie, przyczyniając się do odbudowy gospodarczej po pandemii COVID-19. Dzięki tak dużemu potencjałowi technologia farm wiatrowych na morzu stała się jednym z filarów i zarazem jednym z celów strategicznych Europejskiego Zielonego Ładu [55,56].

## 5.2. Energetyka wiatrowa w Polsce

Historia państwa polskiego wiąże się nierozdzielnie z wykorzystaniem energii odnawialnej w młynach wiatrowych i wodnych, długo przed wykorzystaniem węgla. Gloger [57] uważa, że młyny wietrzne przywędrowały do Polski z zachodu, a „kiedy to się stało, nikt latami nie określi”.

Pierwszym zapisem dotyczącym wiatraków na ziemiach polskich jest zezwolenie zakonnikom z Białego Buku (zachodniopomorskie) na budowę młyna, wydane przez księcia Wisława z Rugii w 1271 r. Zapis z 1289 r. książąt pomorskich na rzecz cysterek w Szczecinie wyraźnie informuje o istniejącym wiatraku [58].

Najstarszym typem wiatraka występującym na ziemiach polskich jest wiatrak koźłowy, czyli „koźlak” (ryc.15). Występowały one już w pierwszej połowie XIV w. na Kujawach i w Wielkopolsce, natomiast rozpowszechnienie ich stosowania przypada na wiek XV. Koźlaki dotrwały bez zmian konstrukcyjnych do XX w. i stanowiły najliczniejszą grupę wiatraków [58].



**Rycina 15.** Wiatrak koźlak w Muzeum Etnograficznym w Toruniu (fot. B. Igliński)

Łączna moc aeroenergetyki w Polsce to 7,1 GW, przy czym silnie rozwijała się w województwie pomorskim, kujawsko-pomorskim, wielkopolskim i zwłaszcza w zachodniopomorskim [15]. Obecnie rokroczny wzrost na skutek ustawy odległościowej jest niewielki – kilkadziesiąt MW rocznie.

Łądowa energetyka wiatrowa niewątpliwie stanie się odpowiedzią zarówno na kryzys klimatyczny, jak i gospodarczy. Co więcej, może być głównym filarem transformacji energetycznej kraju, przed którą stoi Polska. Zadanie to nie będzie jednak proste do realizacji. Wiąże się ono bowiem z licznymi wyzwaniem dla branży energetycznej. Łądowa energetyka wiatrowa jest jednak ogromną szansą na obniżenie kosztów wytwarzania energii, a tym samym jej cen, oraz poprawę stanu środowiska poprzez redukcję emisji [55,56].

Najbardziej przejmującym skutkiem nieefektywnej gospodarki energetycznej są stale rosnące ceny energii elektrycznej. Wzrost kosztów odczuwa nie tylko przemysł, lecz także gospodarstwa domowe. Ceny energii nieprzerwanie rosną. Średnia cena kontraktów na 2022 r. osiągnęła poziom 770 PLN/MWh. Przyczyną stale rosnących kosztów jest wciąż zbyt niski udział odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym kraju. Polska jest bowiem nadal uzależniona od paliw kopalnych, które odpowiadają za 70–75% wytwarzanej energii [55,56].

Łądowa energetyka wiatrowa jest najtańszym źródłem energii. Cena energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach wiatrowych jest dziś ponad 3-krotnie tańsza niż w wypadku produkcji energii w konwencjonalnych elektrowniach. Świadczą o tym m.in. wyniki aukcji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z grudnia 2021 r., gdzie cena referencyjna dla elektrowni wiatrowych wyniosła 250 PLN/MWh. Każdy dodatkowy gigawat mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych oznacza rzeczywiste oszczędności. Według danych Agencji Rynku Energii moc zainstalowana farm wiatrowych wyniosła w ubiegłym roku 7,1 GW [55,56].

Rozwój łądowej energetyki wiatrowej oznacza przyśpieszenie polskiej transformacji energetycznej i wiele korzyści dla gospodarki. Nowe farmy wiatrowe przy najlepszym scenariuszu rozwoju zagwarantują 70–133 mld PLN przyrostu PKB, 490–935 mln PLN dodatkowych wpły-

wów do samorządów, około 80 mld PLN zamówień na produkty i usługi w łańcuchu dostaw oraz 51 do 97 tys. nowych miejsc pracy w perspektywie do 2030 r. Konieczne jest zatem podjęcie kroków skierowanych na transformację energetyczną kraju, gdzie energetyka wiatrowa będzie odgrywać znaczącą rolę [55,56].

Polska, począwszy od 2016 r., mierzy się z licznymi barierami uniemożliwiającymi dynamiczny rozwój lądowej energetyki wiatrowej. Należy tu przede wszystkim wymienić zasadę/ustawę odległościową, zasady uzgadniania przyłączenia inwestycji do krajowego systemu elektroenergetycznego czy też kwestie oceny oddziaływania przedsięwzięć na środowisko. Nie bez znaczenia są także wszelkie zagadnienia dotyczące roli społeczności lokalnej w procedurze inwestycyjnej. Zgodnie z wiążącym dla Polski unijnym celem redukcji emisji o 55% w roku 2030 względem 1990 będzie wymagać ponad 18 GW mocy z elektrowni wiatrowych na lądzie. Niesławna zasada 10 H w obecnym kształcie wyklucza z inwestycji wiatrowych 99% obszaru Polski, uniemożliwiając instalację mocy na poziomie 10 GW. Liberalizacja ustawy odległościowej pozwoli uzyskać 12–13 GW mocy do 2030 r., podczas gdy łączny potencjał dla lądowej energetyki wiatrowej w Polsce wynosi ponad 44 GW [55,56].

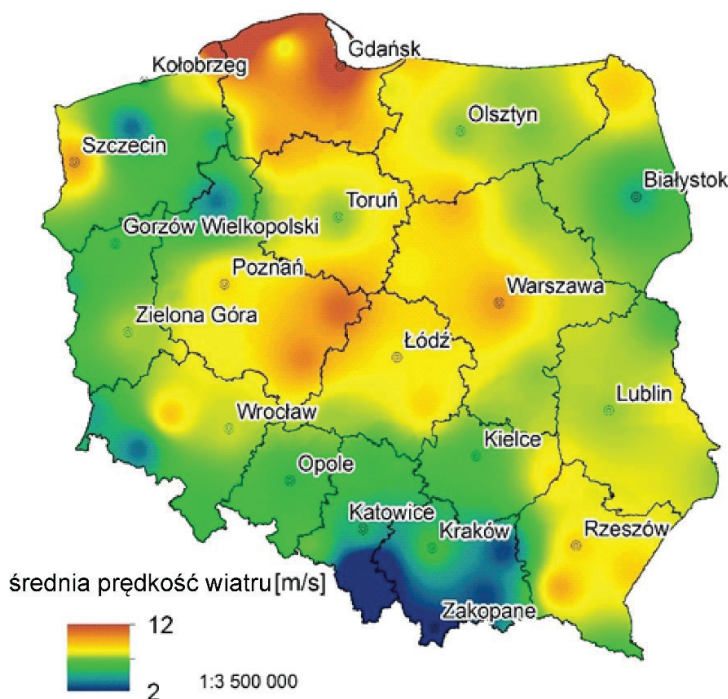
Polska ma również ogromny potencjał morskiej energetyki wiatrowej, wynikający m.in. z dobrych warunków naturalnych, jakie panują na Morzu Bałtyckim. Akwen ten charakteryzuje się dobrymi warunkami meteorologicznymi, związanymi ze sprzyjającymi warunkami wiatru (wiatry niezbyt silne, ale relatywnie stałe), stosunkowo niewielkim zasoleniem i niewielką głębokością. Potencjał Morza Bałtyckiego szacowany jest na 93 GW do 2050 r., co oznaczałoby produkcję energii elektrycznej na poziomie około 325 TWh rocznie (dla porównania – w 2021 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce wyniosło około 174,4 TWh). Polska ma więc szansę zostać liderem w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w rejonie Morza Bałtyckiego. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej wskazuje, że w 2030 r. moc morskich elektrowni wiatrowych na polskich obszarach morskich mogłaby wynieść około 6,3 GW, w 2040 r. – 12 GW, a w 2050 r. – nawet 28 GW [55,59].

### 5.3. Energetyka wiatrowa w województwie zachodniopomorskim

Województwo zachodniopomorskie, dzięki sąsiedztwu Morza Bałtyckiego, ma dobre warunki wiatrowe, zwłaszcza na Wybrzeżu. Najwyższe prędkości wiatru występują w okresie od listopada do marca, natomiast najmniejsze w miesiącach letnich – lipiec i sierpień. Podczas zimy najsilniejszy wiatr występuje na Wybrzeżu z tendencją rosnącą ku wschodowi (Świnoujście około 3,9 m/s, Darłowo około 4,6 m/s) [60]. Latem średnia prędkość wiatru jest największa wokół Zalewu Szczecińskiego ( $> 4$  m/s). Prędkość wiatru maleje w miarę przemieszczania się w głąb lądu. Najniższe prędkości, czy to w skali sezonowej, czy rocznej, notowane są w południowo-wschodniej części województwa [42]. Maksymalne 10-minutowe prędkości wiatru na Wybrzeżu wahają się od 19 m/s latem do 23 m/s zimą. W pozostałej części regionu maksymalna prędkość wiatru wynosi latem 8–13 m/s, a zimą 11–18 m [60].

Patrząc na mapę prędkości wiatru na wysokości 140 m (ryc. 16), należy stwierdzić, że województwo zachodniopomorskie ma korzystne i bardzo korzystne warunki do rozwoju aeroenergetyki [15].

Korzyści z morskiej energetyki wiatrowej w porównaniu z lądową wynikają z oddalenia instalacji od miejsc zaludnionych, dzięki czemu hałas podczas pracy urządzeń nie jest uciążliwy i sama konstrukcja nie wpływa bezpośrednio na życie społeczności. Także współczynnik wykorzystania mocy morskich turbin wiatrowych jest większy niż lądowych, przez co z tej samej mocy zainstalowanej można wyprodukować więcej energii w ciągu roku. Głównym wyzwaniem dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej są obecnie wysokie koszty budowy w porównaniu z innymi źródłami energii, które jednak z czasem maleją. Międzynarodowa Agencja Energii szacuje, że do 2040 r. koszty te spadną o 40 procent i morska energetyka wiatrowa będzie konkurencyjna wobec lądowej energetyki wiatrowej, słonecznej i gazowej [61].



**Rycina 16.** Prędkość wiatru na wysokości 140 m (opracowanie własne na podstawie danych uzyskanych z IMGW)

Na koniec 2021 r. w województwie zachodniopomorskim funkcjonowało 100 instalacji wiatrowych (turbin lub farm) o łącznej mocy 1 674,427 MW [15].

Trudno sobie wyobrazić historyczny widok wsi zachodniopomorskiej bez wiatraka. Do XIX w. dominowały drewniane wiatraki „koźlaki”, a następnie upowszechniły się murowane, cylindryczne wiatraki zwane holendrami. W pierwszym przypadku wiatrak był obracany całym korpusem w kierunku wiatru, a w drugim elementem obrotowym była tylko czapa ze śmigłami. Obecnie zachował się jeden wiatrak- „koźlak” w Mierzynie (k/Szczecina) oraz kilkanaście wiatraków „holendrów”, np. w Lędzinie. Obiekty te są wykorzystywane na cele mieszkalne, agroturystyczne czy handlowo-gospodarcze, a nieużytkowane stanowią malownicze ruiny

w krajobrazie wsi. W wielu miejscowościach zachowały się dawne (zużyte) kamienie młyńskie, wbudowane w wieże kościołów (np. Sianów, Ostrowice) jako wyraz szacunku dla chleba, a także są elementem małej architektury na wiejskich placach [62].

W 2001 r. uruchomiono pierwszą profesjonalną farmę Barzowice (6 turbin o łącznej mocy 5 MW). W tym samym roku zaczęła funkcjonować farma Cisewo (9 turbin o łącznej mocy 20 MW), a w 2003 r. park wiatrowy Zagórze (15 turbin o łącznej mocy 30 MW). Park Zagórze był – jak na te lata – spektakularną inwestycją, która na wiele lat stała się przykładem racjonalnie zlokalizowanego i zrealizowanego przedsięwzięcia w zakresie OZE [62,63].

Dopiero gdy w 2005 r. Polska wprowadziła mechanizm zielonych certyfikatów jako narzędzie, które miało zaktywizować rynek, krajobraz województwa, a także innych regionów kraju zaczął wypełniać się turbinami wiatrowymi. Inwestowanie w energetykę wiatrową w Polsce zaczęło być opłacalne na zasadach porównywalnych do przodujących krajów Europy Zachodniej, takich jak Dania, Niemcy czy Hiszpania. Na rynku pojawili się zagraniczni inwestorzy, zaktywizowały się także rodzime firmy i koncerny [64].

Pierwsze miejsce w rankingu farm wiatrowych w Polsce według mocy zajmuje FW Potęgowo o mocy 219 MW, oddana do użytku w grudniu 2020 r. Zlokalizowana jest w powiecie słupeckim i sławieńskim. Składa się z 81 turbin firmy General Electric o mocach: 2,5 MW oraz 2,75 MW. Inwestycja została zrealizowana przez spółkę Potęgowo należącą do izraelskiego funduszu Mashav. Całkowity koszt inwestycji wyniósł 1,25 mld zł. W listopadzie 2018 r. farma wygrała aukcję na dostarczenie energii elektrycznej [65].

W Baniach i sąsiednich gminach od dawna planowano ogromną farmę wiatrową. Inwestycja powstaje etapami. Najpierw zbudowano 53 wiatraki o mocy 106 MW (ryc. 17), a obecnie (w 2022 r.) powstaje część kolejna. Farma Banie III liczy 37 turbin wiatrowe o łącznej mocy 81,4 MW. To nie wszystko, ponieważ jest też czwarta część inwestycji – farma Banie IV, na którą składa się 16 turbin o mocy 56 MW. Suma wartości wynosi 106 turbin wiatrowych i ponad 243 MW mocy [66].



**Rycina 17.** Farma Wiatrowa Banie [67]

Farma Wiatrowa Karcino znajduje się w powiecie kołobrzeskim, pomiędzy miejscowościami Karcino i Sarbia. Budowę infrastruktury drogowej, kablowej i energetycznej farmy rozpoczęto w 2007 r., a instalację turbin wiatrowych w 2009 r. Uroczyste otwarcie obiektu nastąpiło w 2010 r. [49]. Na obszarze o powierzchni 6 km<sup>2</sup> ustawiono 17 turbin Vestas typu V90-3, o łącznej mocy 51 MW. Wirnik, którego średnica wynosi 90 m, jest zamontowany na wysokości 105 m. Na tej wysokości średnia prędkość wiatru wynosi 7 m/s. Minimalna prędkość wiatru potrzebna do wprawienia w ruch wirnika wynosi 4 m/s. Optymalna prędkość, przy której elektrownia wiatrowa uzyskuje pełną moc, to 15 m/s. Przy prędkościach wiatru o wartości powyżej 25 m/s, ze względów bezpieczeństwa, praca farmy zostaje wstrzymana. Ciężar wirnika wynosi 38 ton, gondoli – 66 ton, natomiast wieży – 275 ton. Regulację mocy generatorów zapewnia system OptiSpeed oraz system regulacji skoku łopat z trzema niezależnymi cylindrami hydraulicznymi [49].

Farma Wiatrowa Karcino wytwarza energię elektryczną na poziomie 120 GWh rocznie, zaopatrując 60 tys. gospodarstw domowych. Produkowany prąd jest przesyłany podziemnymi liniami kablowymi o napięciu 30 kV do podstacji transformatora 30/110 kV znajdującej się w Karcino, a następnie do napowietrznej linii 110 kV. Elektrownia jest przyjazna śro-



dowisku. Inwestycja przyczynia się do rozwoju OZE, mając pozytywny wpływ na realizację celów stawianych przez unijne i krajowe polityki dotyczące sektora energetycznego. Szacuje się, że dzięki elektrowni w Karściźnie redukuje się emisję CO<sub>2</sub> o około 105 tys. ton rocznie [49].

Farma Wiatrowa Karściźnie została zlokalizowana w powiecie białogardzkim w okolicy miejscowości Karlino. Została wybudowana przez koncern Iberdrola w latach 2007–2009. Prace składały się z trzech etapów: Karściźnie I (69 MW mocy), Karściźnie II (Mołtowo) (13,5 MW mocy) i Karściźnie III (Krukowo) (7,5 MW mocy). Wszystkie etapy projektu składają się z tych samych turbin Fuhrländer FL MD77 (w sumie 60), każda o mocy znamionowej 1,5 MW, farma zajmuje obszar o powierzchni 11 km<sup>2</sup>. Farma wytwarza około 170 GWh energii elektrycznej rocznie, co pozwala na zaopatrzenie w energię prawie 80 tys. gospodarstw domowych. Energia elektryczna jest przesyłana linią podziemną do stacji elektroenergetycznej 110/20kV, TR 2 × 50 MVA, zlokalizowanej w miejscowości Karściźnie. Następnie poprzez 25,5 km linią napowietrzną, w tym odcinkiem kablowym (1,45 km), przekazana do ogólnokrajowej sieci przesyłowej [49].

Farmę wiatrową Marszewo oddano do użytku 17 października 2013 r. jako trzecią co do wielkości farmę wiatrową w Polsce. Wówczas składała się z 41 turbin Vestas V80 i V90, każda o mocy 2 MW, co dawało łączną moc zainstalowaną 82 MW. Na infrastrukturę techniczną składa się stacja GPO Marszewo oraz około 17 km linii wysokiego napięcia, a w skład farmy wchodzi ponad 28 km dróg serwisowych. Do budowy fundamentów pierwszego etapu FW Marszewo wykorzystano 26 400 m<sup>3</sup> betonu oraz 2400 ton stali. W połowie października 2015 r. komisja techniczna złożona z przedstawicieli TAURON Ekoenergia oraz inżyniera kontraktu, którego funkcję pełnił Tractebel Engineering SA, dokonała odbioru technicznego zadania inwestycyjnego: Budowa Farmy Wiatrowej Marszewo – Etap II. Uzyskano niezbędne zgody na przystąpienie do eksploatacji, w efekcie na FW Marszewo pracuje 50 elektrowni wiatrowych, a jej moc wzrosła do 100 MW. Poziom produkcji na rok to ponad 220 GWh, dzięki czemu farma jest w stanie pokryć zapotrzebowanie na energię elektryczną około 120 tys. gospodarstw domowych [49].

Farma Wiatrowa „Zagórze” to zespół 15 elektrowni wiatrowych (ryc. 18), będący własnością polskiej spółki TAURON Ekoenergia sp. z o.o., należącej do grupy kapitałowej polskiego koncernu energetycznego Tauron Polska Energia SA. Farma Wiatrowa „Zagórze” jest zlokalizowana w okolicach miejscowości Zagórze nad Zalewem Szczecińskim w województwie zachodniopomorskim, w powiecie kamieńskim, na południowy wschód od wyspy Wolin. Łączna moc zainstalowana farmy wynosi 30 MW. Powierzchnia, zajmowana przez pojedynczą elektrownię, to niespełna 0,04 hektara, lecz farma ogólnie zajmuje powierzchnię 225,2 ha (co nie przeszkadza w rolniczym wykorzystywaniu obszaru pomiędzy turbinami – ryc. 18). Została uruchomiona na początku lutego 2003 r. Turbiny wiatrowe są przeznaczone do eksploatacji niemal bez udziału personelu i są monitorowane zdalnie przez system SCADA [68].



**Rycina 18.** Farma Wiatrowa „Zagórze” (fot. Juhaskov) [68]

Każda turbina jest połączona podziemnymi liniami kablowymi z odległą o km stacją transformatorową GPZ Reclaw. Łączna długość instalacji

cji przyłączeniowej wynosi 119 km. Poza tym w każdej gondoli znajduje się także modem przyłączający elektrownię do linii telefonicznej [67].

Średnia prędkość wiatru w rejonie zlokalizowania Farmy Wiatrowej „Zagórze”, na wysokości rotora, wynosi 6,9 m/s. Roczna produkcja energii elektrycznej wynosi 56–72 GWh (ilość ta odpowiada zużyciu energii elektrycznej przez 35 tys. gospodarstw domowych [67].

Farma Wiatrowa Śniatowo znajduje się w powiecie kamieńskim, w gminie Kamień Pomorski. Zlokalizowana jest na nieczynnym lotnisku w Śniatowie, które służyło jako lotnisko zapasowe dla 2 Pułku lotnictwa myśliwskiego z Goleniowa. Farma została uruchomiona w 2009 r. Składa się z 16 elektrowni wiatrowych o mocy od 1,8 MW do 2 MW każda, łącznie 32 MW. Roczna produkcja energii elektrycznej kształtuje się na poziomie około 78 GWh [68].

Farma Wiatrowa Tychowo składa się z dwudziestu turbin wiatrowych o wysokości 145 m. Każda z nich ma maksymalną moc 2,5 MW. Łączna maksymalna moc pozyskiwana ze wszystkich elektrowni wiatrowych wynosi 50 MW [70].

Farma Wiatrowa Kamionka Elektrownia składa się z 12 wiatraków Nordex N100/2500 o mocy osiągalnej 2,5 MW każdy, przeznaczonych do pracy w warunkach wietrzności oznaczonych w klasyfikacji IEC jako 2a (wysokość piasty – 80 m) i 3a (wysokość piasty – 100 m lub 140 m). Inwestycja została zrealizowana w latach 2010–2012, a pierwsze wiatraki włączono do sieci energetycznej Enea już w roku 2011 [71].

Pierwszy projekt farmy wiatrowej w okolicach stadniny Koni Bielin od początku realizowany przez Cibet REenergy. Jego początki sięgają wczesnych lat 2000, gdy system wsparcia dla OZE jeszcze nie obowiązywał. Zlokalizowany na obszarze rolniczym przynależnym do stadniny Koni Bielin składa się z 12 elektrowni firmy Nordex 2,5 MW każda. Pierwszy prąd wygenerowany przez farmę został dostarczony do sieci Enea – operatora w roku 2011. W przyszłości projekt może zostać poszerzony o kolejne 5 elektrowni, na co pozwala zgromadzona dokumentacja. Obecnie Cibet REenergy jest odpowiedzialny za obsługę techniczną projektu [72].

Firma OX2 rozpoczyna budowę Farmy Wiatrowej Wysoka. Jest zaangażowana w inwestycję jako podmiot realizujący budowę w formule „pod

klucz” dla inwestora Ingka Investment. Farma będzie składać się z 11 turbin o łącznej mocy 62,5 MW. Szacowana roczna produkcja energii pokryje zapotrzebowanie na energię elektryczną dla blisko 90 tys. gospodarstw domowych. Zostaną zainstalowane turbiny o mocy 5,5–5,7 MW. Cały projekt powinien zostać sfinalizowany i przekazany do eksploatacji w 2023 r. Firma OX2 wygrała w polskiej aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE, zdobywając wsparcie dla inwestycji w farmę wiatrową [73].

W ramach Programu Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ) 2007–2014 zrealizowano projekt PGE Energia Natury PEW Sp. z o.o. dotyczący wybudowania Farmy Wiatrowej w miejscowości Karwice (gmina Malechowo). Koszt inwestycji to ponad 289 mln zł. Projekt dofinansowano z POIiŚ kwotą ponad 38 mln zł. Łączna wielkość wszystkich szesnastu oddanych do użytku turbin wiatrowych osiągnęła moc 40 MW, dzięki czemu do krajowego systemu elektroenergetycznego trafia ponad 121 tysięcy MWh energii elektrycznej w ciągu roku. Farma Wiatrowa Karwice to, oprócz elektrowni wiatrowych, również infrastruktura techniczna, składająca się m.in. z kablowej sieci średniego napięcia Sianów-Sławno, łączącej elektrownie wiatrowe z linią elektroenergetyczną 110 kV, stacji abonenckiej i kablowej sieci telekomunikacyjnej sterowania i automatyki oraz infrastruktury komunikacyjnej. Na farmie, która zajmuje powierzchnię blisko 1,5 tysiąca ha, znajduje się 16 turbin wiatrowych o mocy 2,5 MW każda. Turbiny w Karwicach pozwolą uniknąć emisji 100 tys. ton ditlenku węgla rocznie [74].

Polska Grupa Energetyczna S.A. uruchomiła Farmy Wiatrowe Starza/Rybice oraz Karnice II w Zachodniopomorskim. Łącznie 43 turbiny wiatrowe mają moc zainstalowaną bliską 100 MW. Tym samym moc źródeł wiatrowych w Grupie PGE sięgnęła 647 MW. W skład farm leżących na terenach powiatów Kamień Pomorski i Gryfice wchodzi 33 turbiny o mocy 2 MW każda oraz 10 turbin o mocy po 2,2 MW, dostarczonych przez duński Vestas. To 15. i 16. farma wiatrowa w portfelu wytwórczym PGE. Uruchomienie ich oznacza, że moc farm wiatrowych, należących do spółki, wzrosła o 20% [75].

Firma Onde pozyskała warty 24 mln zł kontrakt na część prac budowlanych w związku z budową 32,4-megawatowej farmy wiatrowej w woje-

wództwie zachodniopomorskim. Zakres zlecenia obejmuje wybudowanie dróg i fundamentów pod elektrownię wiatrową złożoną z 9 turbin Vestas. Docelowo moc instalacji będzie wynosiła ponad 32 MW. Termin zakończenia prac to drugi kwartał 2023 r. Inwestorem projektu jest Enertrag, dla którego Onde realizuje w tej chwili dwa kontrakty w tym samym regionie. Łącznie w ramach tych dwóch projektów powstanie 59 wież wiatrowych o całkowitym potencjale 185 MW. Prace na aktualnie realizowanych kontraktach zakończą się w ciągu 2–3 miesięcy [76].

Trzy farmy wiatrowe: Starza, Rybice i Karnice II, wraz z infrastrukturą towarzyszącą i wyprowadzeniem mocy, powstały w ramach inwestycji o nazwie Klaster. Instalacje stanęły w północno-zachodniej części województwa zachodniopomorskiego na obszarze powiatów Kamień Pomorski i Gryfice, w odległości od 3 km do 13 km od linii brzegowej Morza Bałtyckiego. W sumie zostały wybudowane 33 wiatraki o mocy 2 MW i 10 wiatraków o mocy 2,2 MW. Otwarcie farm wiatrowych w województwie zachodniopomorskim zapewni energię dla około 120 tys. gospodarstw domowych oraz pozwoli ograniczyć emisję CO<sub>2</sub> w skali roku o 200 tys. ton. Na potrzeby projektu powstała też linia wysokiego napięcia pomiędzy Kamieniem Pomorskim i Skrobotowem o długości prawie 30 km, mająca poprawić bezpieczeństwo energetyczne oraz parametry pracy sieci dystrybucyjnej w całym regionie [77,78].

Firma Iberolica, która buduje w okolicach Białego Boru farmę wiatrową (42 wiatraki i linia przesyłowa za 675 mln zł), zobowiązała się, że przekaze w pierwszej transzy 3 mln zł na inwestycje poprawiające komfort życia mieszkańców pobliskich miejscowości. Wsparcie ma być także udzielane w kolejnych latach. Po długo trwających uzgodnieniach z mieszkańcami, gminą a inwestorom ustalono, na co zostaną przeznaczone pieniądze. I tak na terenie sołectwa Świerszczewo nakłady wyniosą łącznie 474 tys. zł i zostaną przeznaczone na następujące przedsięwzięcia: wymiana dachu na świetlicy wiejskiej, montaż paneli fotowoltaicznych w świetlicy, budowa siłowni na świeżym powietrzu, budowa dwóch placów zabaw, budowa wiaty grillowej przy piecu imprezowym i zagospodarowanie terenu wokół oczka wodnego. Ponadto drobniejsze kwoty będą przeznaczone na budowę wiaty garażowej, za-

kup pilarki spalinowej czy kosiarki samojezdnej oraz doposażenie świetlicy [79].

W województwie zachodniopomorskim działają też liczne firmy przemysłowe pracujące na rzecz sektora wiatrowego. W Goleniowskim Parku Przemysłowym funkcjonuje fabryka łopat turbin wiatrowych duńskiego potentata – LM Wind Power Blades. W Szczecinie-Dąbiu ma swoją siedzibę producent elektroniki dla turbin wiatrowych, firma KK Electronic (Dania), a na terenach dawnej stoczni Gryfia działa potentat międzynarodowy Bilfinger Crist Offshore, który dostarcza fundamenty do morskich farm wiatrowych. Według szacunków bezpośrednio branża zatrudnia w regionie około 4 tys. osób [80].

Morska energetyka wiatrowa stanowi obecnie jeden z najszybciej rozwijających się rynków energetycznych na świecie, istnieją też przesłanki, by rozwijała się również w województwie zachodniopomorskim. Najczęściej przytaczanymi czynnikami stymulującymi postęp są:

- korzystne warunki aerodynamiczne, które pozwalają na dość regularne i stabilne dostawy energii, co z kolei umożliwia generowanie stałych zysków,
- znacznie większa swoboda lokalizacyjna, co przy rozmiarach farm i samych wiatraków nie jest bez znaczenia,
- znaczna akceptacja przez społeczności lokalne budowy i funkcjonowania tego typu konstrukcji [81].

W projekcie Programu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i przemysłu morskiego, przy uwzględnieniu dostępnego obszaru polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej (2000 km<sup>2</sup> w perspektywie do 2030 r.), warunków wietrznych, produktywności oraz gęstości mocy zainstalowanej (6 MW/km<sup>2</sup>) potencjał teoretyczny oszacowano na poziomie 12 GW, z potencjałem wytwórczym wynoszącym około 48–56 TWh. Natomiast potencjał techniczny energetyki morskiej oszacowano na 7,4 GW do roku 2030 (ryc. 19) [82].



**Rycina 19.** Potencjalne lokalizacje morskich farm wiatrowych w Polsce (opracowanie własne za [83,84])

Trzeba jasno powiedzieć: tzw. ustawa odległościowa (czasem określana jako „antywiatrakowa”) [85] na wiele lat zatrzymała rozwój energetyki wiatrowej na lądzie – i to przy jednoczesnym braku przygotowanych do wdrożenia projektów energetycznych na wodach morskich, które mogłyby ewentualnie zrekompensować ogólne, krajowe opóźnienia w realizacji polityki UE. Zgodnie z ustawą lokalizacja elektrowni wiatrowej może nastąpić wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. W ustawie określono wymagania określające odległość lokalizowanej farmy wiatrowej od zabudowy mieszkalnej oraz od obszarów chronionych. W wyniku wprowadzonych ograniczeń, przestrzenny potencjał dla lokalizacji dużych zespołów elektrowni wiatrowych w województwie zachodniopomorskim praktycznie spadł do zera.

### 5.3.1. Ilość energii z aeroenergetyki w województwie zachodniopomorskim

Obliczono potencjał techniczny aeroenergetyki w województwie zachodniopomorskim. Założono, że stawiane będą turbiny 140-metrowe, czyli że ich wysokość wraz z łopata wyniesie 215 m. Według ustawy odległościowej [85] turbina musi stać w odległości równej co najmniej 10-krotności wysokości (czyli w tym przypadku w odległości co najmniej 2150 m) od budynków mieszkalnych oraz od wybranych form ochrony przyrody (parki narodowe, parki krajobrazowe, rezerваты i obszary Natura 2000) i leśnych kompleksów promocyjnych. W ostatnich miesiącach dużo pisze się o złagodzeniu wspomnianej ustawy. Jeden z pomysłów dotyczy tego, że odległość ta ma wynosić 500 m. Zostało to uwzględnione w obliczeniach [85]:

- bufor (odległość) 2150 m oraz
- bufor 500 m.

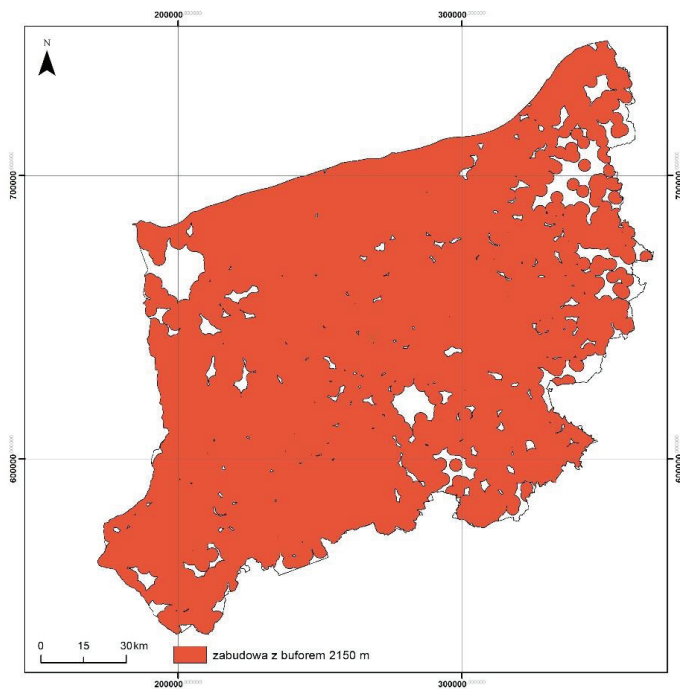
#### 5.3.1.1. Zabudowa mieszkalna wraz z buforem 2150 m

Obszar dostępny (kolor biały) pod budowę siłowni wiatrowych w województwie zachodniopomorskim, z uwzględnieniem strefy buforowej 2150 m od zabudowy mieszkalnej, wynosi 16,61 km<sup>2</sup> (ryc. 20).



## 5. Energetyka wiatrowa

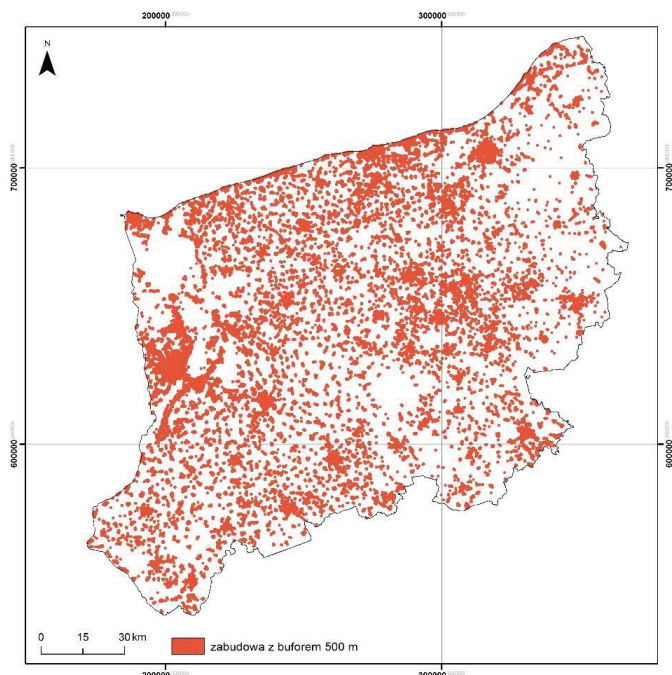
---



**Rycina 20.** Zabudowa z buforem 2150 m (opracowanie własne)

### 5.3.1.2. Zabudowa mieszkalna wraz z buforem 500 m

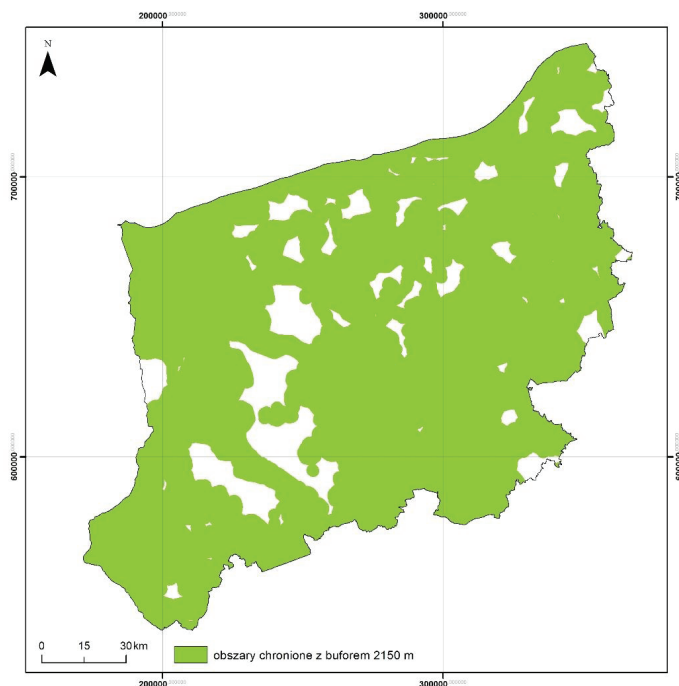
Alternatywnie obszar dostępny pod budowę siłowni wiatrowych w województwie zachodniopomorskim (kolor biały), z uwzględnieniem strefy buforowej 500 m od zabudowy mieszkalnej, wynosi 1414,76 km<sup>2</sup> (ryc. 21).



**Rycina 21.** Zabudowa z buforem 500 m (opracowanie własne)

### 5.3.1.3. Formy ochrony przyrody i leśne kompleksy promocyjne wraz z buforem 2150 m

Obszar dostępny (kolor biały) pod budowę siłowni wiatrowych w województwie zachodniopomorskim, z uwzględnieniem strefy buforowej 2150 m od takich form ochrony przyrody, jak parki narodowe, parki krajobrazowe, rezerваты przyrody i obszary Natura 2000, oraz od leśnych kompleksów promocyjnych, wynosi 2424,98 km<sup>2</sup> (ryc. 22).



**Rycina 22.** Obszary chronione z buforem 2150 m (opracowanie własne)

### 5.3.1.4. Formy ochrony przyrody i leśne kompleksy promocyjne wraz z buforem 500 m

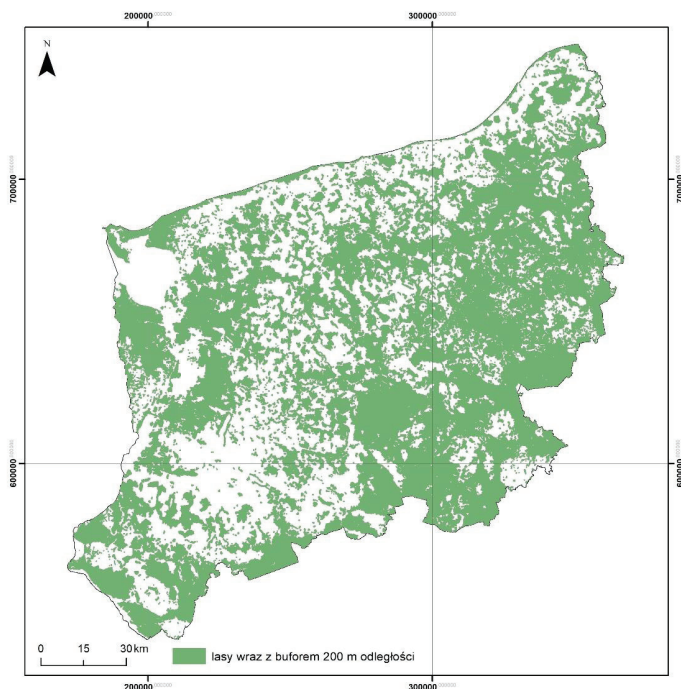
Alternatywnie obszar dostępny pod budowę siłowni wiatrowych w województwie zachodniopomorskim, z uwzględnieniem strefy buforowej 500 m od takich form ochrony przyrody, jak parki narodowe, parki krajozbrazowe, rezerваты przyrody i obszary Natura 2000 oraz od leśnych kompleksów promocyjnych, wynosi 6081,26 km<sup>2</sup> (ryc. 23).



**Rycina 23.** Obszary chronione z buforem 500 m (opracowanie własne)

#### 5.3.1.5. Lasy wraz z buforem 200 m

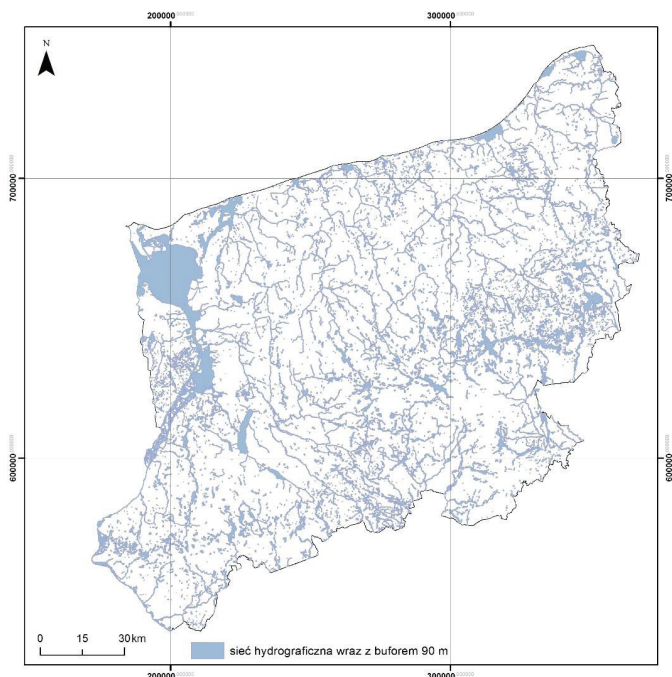
Obszar dostępny pod budowę siłowni wiatrowych w województwie zachodniopomorskim, z uwzględnieniem strefy buforowej 200 m od lasów (warunek wynikający z konieczności ochrony nietoperzy [17]), wynosi 9009,95 km<sup>2</sup> (ryc. 24).



**Rycina 24.** Lasy z buforem 200 m (opracowanie własne)

#### 5.3.1.6. Wody powierzchniowe wraz z buforem 90 m

Obszar dostępny pod budowę siłowni wiatrowych w województwie zachodniopomorskim, z uwzględnieniem sieci hydrograficznej i strefy buforowej 90 m (długość łopaty 75 m powiększona o dodatkowe 15 m) od wód powierzchniowych [17], wynosi 3106 km<sup>2</sup> (ryc. 25).

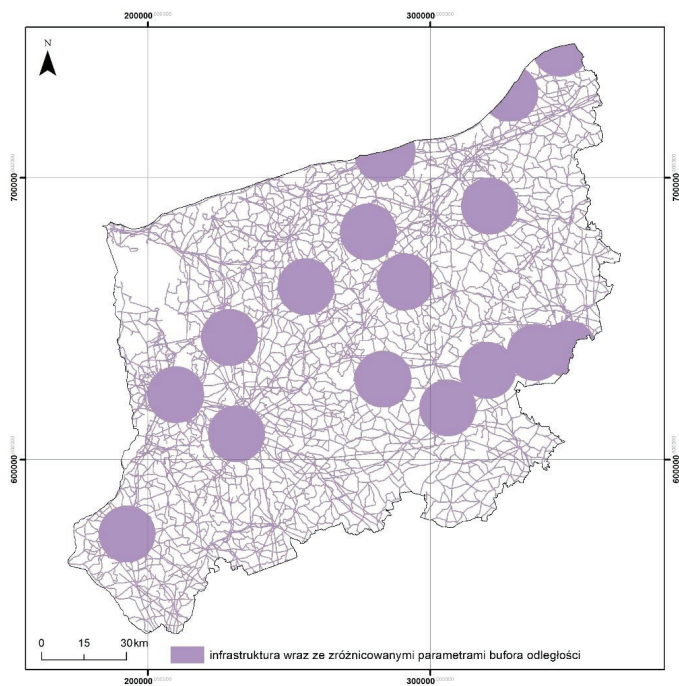


**Rycina 25.** Wody powierzchniowe z buforem 90 m (opracowanie własne)

### 5.3.1.7. Infrastruktura wraz z buforem 90 m

Obszar dostępny pod budowę siłowni wiatrowych w województwie zachodniopomorskim, z uwzględnieniem sieci infrastruktury i strefy buforowej 90 m (długość łopaty 75 m powiększona o dodatkowe 15 m) [17], wynosi 15 820 km<sup>2</sup> (ryc. 26).

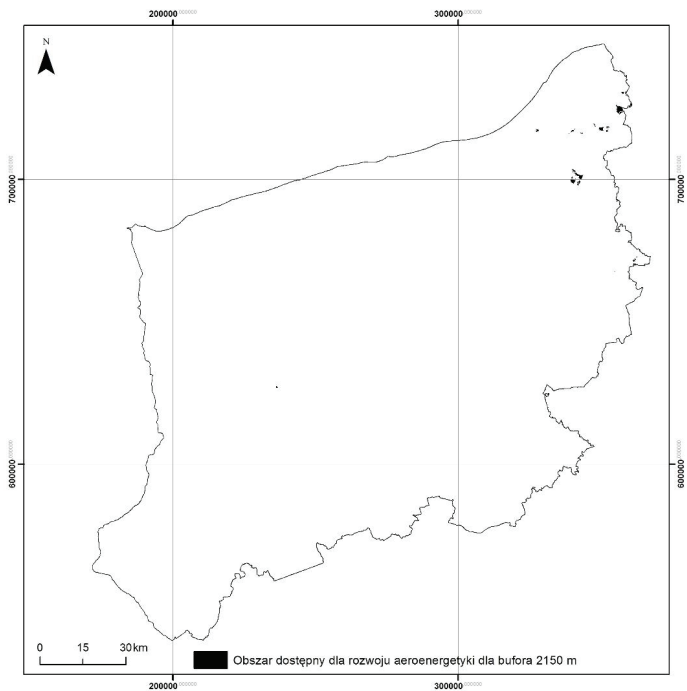
## 5. Energetyka wiatrowa



**Rycina 26.** Infrastruktura z buforem 90 m (opracowanie własne)

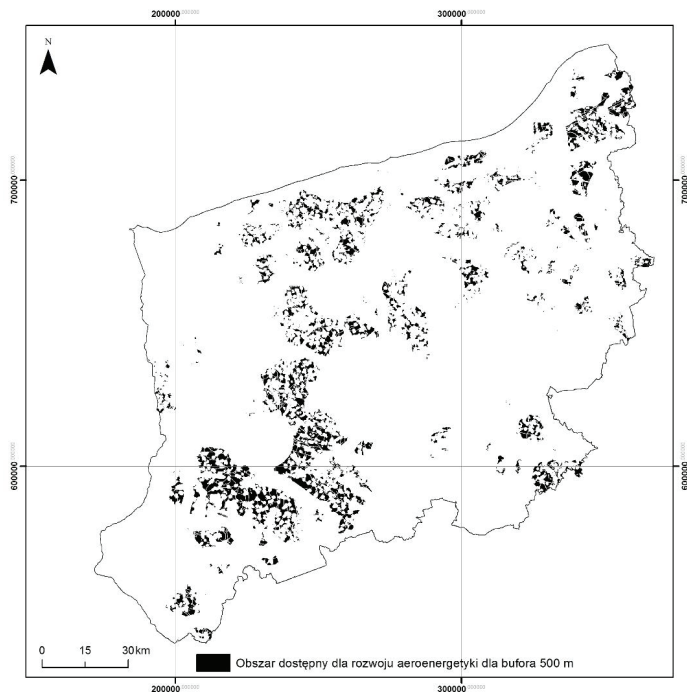
### 5.3.1.8. Sumaryczny obszar dostępny dla rozwoju aeroenergetyki

Biorąc pod uwagę wszystkie kryteria ograniczające z podziałem na bufor 2150 m i 500 m, powierzchnia obszarów dostępnych jest odpowiednio 16,61 km<sup>2</sup> i 1414,76 km<sup>2</sup> (ryc. 27 i 28).



**Rycina 27.** Obszar dostępny (kolor czarny) dla rozwoju aeroenergetyki w województwie zachodniopomorskim dla bufora 2150 m (opracowanie własne)





**Rycina 28.** Obszar dostępny (kolor czarny) dla rozwoju aeroenergetyki w województwie zachodniopomorskim dla bufora 500 m (opracowanie własne)

### 5.3.1.9. Metodyka obliczania ilości energii z aeroenergetyki w województwie zachodniopomorskim

Energia kinetyczna ruchu powietrza  $E_k$  [J] o masie  $m$  [kg], poruszającego się z prędkością  $v$  [m/s], jest określona znanym z mechaniki klasycznej wzorem:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2, \quad (11)$$

podczas gdy moc powietrza  $P_w$  przepływającego w czasie  $t$  wynosi:

$$P_w = \frac{E_k}{t} \quad (12)$$

Biorąc pod uwagę, że masa powietrza o gęstości  $\rho$  przepływającego w czasie  $t$  przez powierzchnię  $S$  (np. powierzchnię zakreślaną przez łopaty wirnika, tj. tzw. koło wiatrowe) jest równa:

$$m = \rho \cdot S \cdot v \cdot t, \quad (13)$$

to otrzymuje się wyrażenie na moc powietrza przepływającego przez koło wiatrowe:

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (14)$$

Gęstość powietrza jest uzależniona od aktualnych parametrów pogody, tj. temperatury i ciśnienia. Do obliczeń zwykle przyjmuje się średnią gęstość powietrza  $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$ . Równanie (17) przedstawia energię kinetyczną wiatru przepływającego przez jednostkową powierzchnię prostopadłą do kierunku wiatru w czasie  $t$ :

$$P_w = 0,625v^3 \quad (15)$$

W celu obliczenia, ile energii można pozyskać z turbin wiatrowych, uzyskano z IMGW dane godzinowe odnośnie do c wiatrów. Przydzielono je do zbiorów: 0 m/s, 1 m/s, 2 m/s, 3 m/s itd. Przyjęto, że energetyczne wykorzystanie wiatru zaczyna się od 3 m/s, a pełną moc turbina osiąga przy  $v_{10}$  m/s. Przy prędkości 25 m/s i większej turbina jest wyłączana i prąd elektryczny nie jest produkowany. Przyjęto, że turbiny zostaną postawione na 50% dostępnego obszaru.

Ilość energii z aeroenergetyki w województwie zachodniopomorskim dla bufora 2150 m wynosi zaledwie około 0,40 TWh. Można powiedzieć, że „tylko” tyle, a to wynika z ustawy odległościowej. Jej złagodzenie pozwoliłoby produkować wiele więcej energii – dla bufora 500 m byłoby to już 13,63 TWh.

## 6. Energetyka słoneczna

Potocznie „światłem” nazywa się widzialną część promieniowania elektromagnetycznego, czyli promieniowanie odbierane przez siatkówkę oka ludzkiego [86].

Ludzie pierwotni wykorzystywali światło do suszenia pożywienia, drewna, opału, a także do ogrzewania pomieszczeń. Energię Słońca w życiu codziennym szerzej wykorzystywano w starożytnej Grecji, mianowicie w machinach wojennych oraz przy rozniecaniu ognia dzięki zastosowaniu soczewek [87].

W drugiej połowie XVIII w. profesor Uniwersytetu Genewskiego H.B. de Saussure zbudował pierwsze kolektory słoneczne. Były to zaizolowane skrzynki z pomalowanym na czarno wnętrzem i jedną ścianką wykonaną ze szkła. Dziś na podobnej zasadzie działają tzw. kuchenki słoneczne i w takim właśnie celu kolektory te były wówczas wykorzystywane [88].

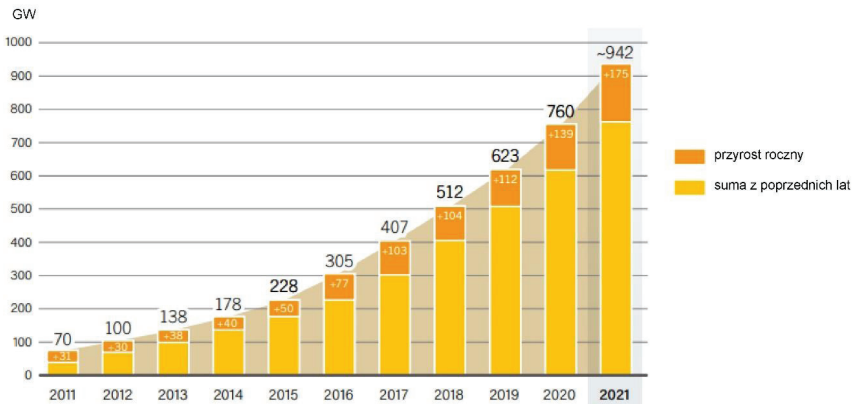
W pierwszej połowie XIX wieku zaobserwowano zjawisko pochłaniania promieni słonecznych przez pewne substancje – tzw. zjawisko fotowoltaiczne. Początkowo elementy składające się z selenu były w stanie przekształcić energię słoneczną w elektryczną w zaledwie 1–2%. Mimo niewielkiej efektywności i strat energii w postaci wydzielanego ciepła był to początek rozwoju fotowoltaiki [87].

Krokiem milowym w historii fotowoltaiki stało się zastosowanie krzemu przy tworzeniu ogniw słonecznych. Doprowadziło to do zwiększenia efektywności nawet do 6% zwrotu energetycznego. Moment ten możemy traktować jako początek gwałtownego wzrostu zainteresowania tą technologią. Instytucje naukowe na całym świecie rozpoczęły badania

w usprawnianie istniejących rozwiązań, uzyskując coraz lepszą wydajność ogniw [87].

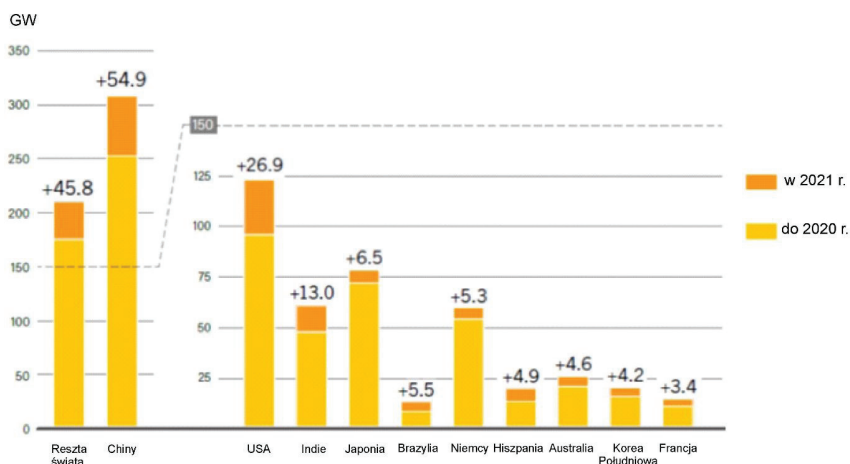
## 6.1. Energetyka słoneczna na świecie

Fotowoltaika utrzymała rekordową „passę” w 2021 r., dodając 175 GW nowej mocy, osiągając łączną moc na poziomie 942 GW (ryc. 29). 20% wzrost wynikał z ekonomicznej konkurencyjności energetyki słonecznej i atrakcyjności umów zakupu energii. Większość nowej mocy przybyło w Chinach, USA, Indiach, Hiszpanii i Francji. Wzrosła też moc instalacji rozproszonych (prosumenckich) o około 25%, dodając 75 GW nowych mocy. Coraz więcej osób inwestuje w fotowoltaikę (również w magazyn energii), aby w znacznym stopniu uniezależnić się energetycznie od coraz droższego prądu sieciowego pozyskiwanego z paliw kopalnych. W 2021 r. najwięcej instalacji rozproszonych powstało w Chinach, Australii, Niemczech i Brazylii (Polska była na 10 miejscu na świecie). Po wielu latach spadków koszty modułów fotowoltaicznych wzrosły wskutek niedoboru polikrzemu i wzrostu kosztów transportu [1].



**Rycina 29.** Moc i przyrost mocy fotowoltaiki na świecie w latach 2011–2021 (opracowanie własne za [1])

Chiny dodały 54,9 GW mocy w 2021 r., z czego 25,6 GW była to scentralizowana fotowoltaika (ryc. 30). Ogólnie rynek chiński wzrósł o 21,5%, aby osiągnąć łączną moc 305,9 GW, przy 107,5 GW (35%) z generacji rozproszonej i 198,4 GW (65%) z generacji scentralizowanej. Chiński rynek scentralizowanych elektrowni fotowoltaicznych wzrósł o około 15% w 2021 r., podczas gdy rozproszona energia fotowoltaiczna o 37%. Biorąc pod uwagę, że 2021 był ostatnim rokiem korzystania z dotacji rządowych w przypadku systemów mieszkaniowych fotowoltaika wykorzystywana do tych celów wzrosła o 113% rok do roku. Całkowita produkcja energii elektrycznej (ze wszystkich źródeł) w 2021 r. była większa o 9,8% w Chinach, podczas gdy energia elektryczna produkowana z energii słonecznej wzrosła o 25,2%, do 327 TWh [1].



**Rycina 30.** Moc i przyrost mocy fotowoltaiki w 2021 r. w wybranych krajach (opracowanie własne za [1])

Indie były drugim co do wielkości rynkiem fotowoltaiki w Azji, a trzecim globalnie. Po dwóch latach spadków roczny przyrost mocy w kraju w 2021 r. osiągnął 13 GW. Oznacza to podwojenie mocy względem 2020 r. Skumulowana suma mocy fotowoltaicznych Indii wyniosła blisko 60,4 GW. Nowe moce produkcyjne zaś obejmowały około 9 GW (63%)

energii słonecznej na skalę przemysłową (duże, scentralizowane systemy) podłączonych do sieci i blisko 3,4 GW (23%) rozproszonych mocy, a reszta to instalacje off-grid. Rozproszone instalacje dachowe w Indiach osiągnęły rekordowy poziom w 2021 r., aby objąć około 17% skumulowanej energii słonecznej w kraju rynku. Wśród przeszkód dla dalszej ekspansji energetyki słonecznej zgłoszonych przez konsumentów są problemy ze strony firm dystrybucyjnych [1].

Japoński rynek fotowoltaiki odnotował spadek w 2021 r. względem 2020 r. Wynikał on z ograniczenia przyłączeń, rosnącego uśrednionego kosztu energii elektrycznej dla systemów słonecznych i ograniczonej dostępności gruntów.

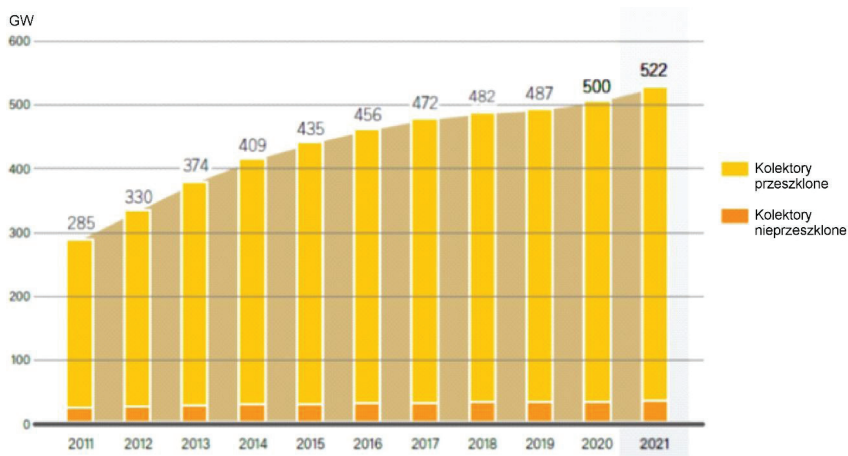
Moc fotowoltaiki w USA stanowiła około 21% światowego rynku energii słonecznej w 2021 r. USA zajmują drugie miejsce na świecie zarówno pod względem przyrostu nowych instalacji w 2021 r. (26,9 GW), jak i łącznej mocy (121,4 GW). Energetyka słoneczna niezmiennie od 3 lat ma pierwsze miejsce, jeśli chodzi o moc dodaną rok do roku. Teksas dodał 6 GW nowych mocy i po raz pierwszy wyprzedził Kalifornię (3,6 GW) i następnie Florydę (1,6 GW). Całkowita produkcja energii z fotowoltaiki w USA wyniosła 163 TWh, przy czym większość tej wartości wyprodukowały duże elektrownie – (114 TWh), a resztę rozproszone systemy dachowe (49 TWh) [1].

Europa stara się nadążyć za USA, w 2021 r. dodano około 28 GW nowych mocy, łącznie 191 GW na koniec roku, co stanowi około 21% udziału w światowym rynku fotowoltaicznym. Przyrost mocy rok do roku w UE wzrósł o 29,5% w stosunku do 2020 r. Praktycznie w całej UE rozwijana jest fotowoltaika. Największymi rynkami UE dla nowych instalacji były Niemcy (5,3 GW), Hiszpania (4,9 GW), Francja (3,4 GW), Holandia i Polska (3,3 GW). Krajami o największej całkowitej mocy fotowoltaiki na koniec roku pozostały Niemcy, Włochy, Hiszpania, Francja i Holandia. Oprócz UE-27 Wielka Brytania dodała 0,7 GW w 2021 r. względem 0,5 GW w 2020 r., osiągając łączną moc 14,4 GW. Szwajcaria zainstalowała kolejne 0,6 GW, zatem łączna moc fotowoltaiki była na poziomie 3,6 GW [1].

Coraz bardziej widoczna jest także tzw. hybrydyzacja ogniwi, która charakteryzuje się łączeniem w jednym ogniwie kilku różnorodnych materiałów i pomysłów na podniesienie jego sprawności. Klasyczny przykład tego trendu stanowi technologia HJT (Heterojunction Technology) łącząca w jednym ogniwie krzem monokrystaliczny i cienką warstwę krzemu amorficznego (czyli materiały związane zarówno z pierwszą, jak i drugą generacją ogniwi słonecznych). Gdyby na ogniwo krzemowe wykonane w tej technologii nanieść dodatkową warstwę perowskitu (materiału zaliczanego do trzeciej generacji), uzyskany produkt wykorzystywałby rozwiązania ze wszystkich generacji ogniwi PV [89].

### 6.1.1. Słoneczne ogrzewanie i chłodzenie

Światowy rynek energii słonecznej wzrósł w 2021 r. o około 3%, do 22 GW, co daje całkowitą globalną moc do około 522 GW. Chiny ponownie prowadziły w montowaniu nowych instalacji, na kolejnych miejscach uplasowały się Indie, Turcja, Brazylia i USA (ryc. 31).



**Rycina 31.** Skumulowana moc kolektorów słonecznych na świecie w latach 2011–2021 (opracowanie własne za [1])

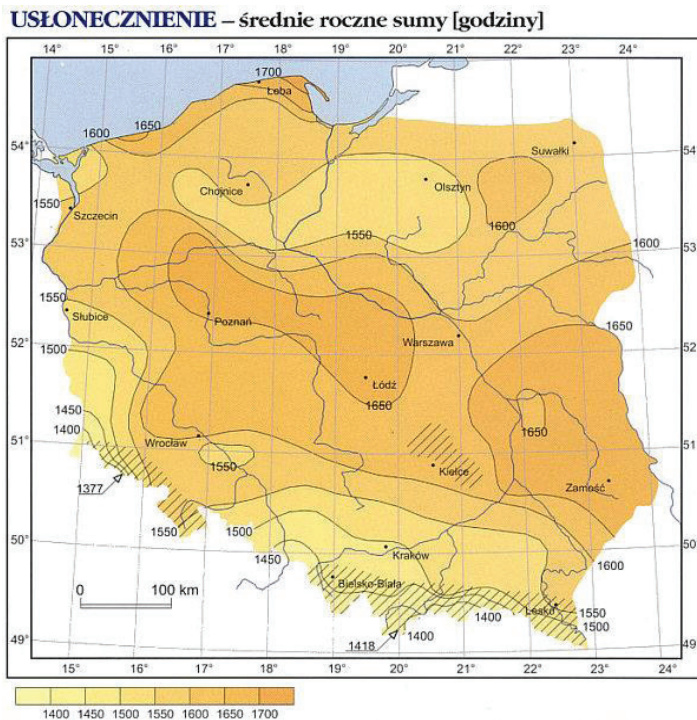
Roczna sprzedaż kolektorów słonecznych rosła w tempie dwucyfrowym na kilku dużych rynkach, m.in. w Brazylii, Francji, Grecji, Indiach, Włoszech, Maroku, Polsce, Portugalii i USA. Kolektory słoneczne coraz częściej stają się typowym wyposażeniem nowo budowanych domów na świecie. Większe korzyści finansowe odnieśli wielcy producenci kolektorów niż małe firmy. 20 największych producentów kolektorów płaskich zwiększyło produkcję o 15%. Chiński rynek kolektorów nadal poszerzał swoje portfolio o ogrzewanie odnawialne, z czego połowa oferuje samodzielne pompy ciepła i rozwiązania solarnych pomp ciepła. Firmy przemysłowe na całym świecie coraz częściej zwracają uwagę, aby dostarczać ciepło przy zerowej emisji dwutlenku węgla. Ze względu na rosnące zainteresowanie elektryfikacją ogrzewania zapotrzebowanie dla kolektorów PV-termicznych (PV-T) lub hybrydowych wzrosło ponownie w 2021 r. Trzydziestu producentów zgłosiło sprzedaż kolektorów PV-T w ciągu roku. Największymi rynkami dla nowych przyrostów były Francja, Holandia, Izrael, Niemcy i Hiszpania [1].

## 6.2. Energetyka słoneczna w Polsce

W Polsce panują umiarkowane warunki do rozwoju energetyki słonecznej ze względu na specyfikę klimatu charakterystycznego dla tej szerokości geograficznej. Średnio w ciągu roku do Polski dociera energia mieszcząca się w przedziale 950–1100 kWh/m<sup>2</sup> (nasłonecznienie) (ryc. 32). Około 80% tej wartości jest generowane podczas 6 miesięcy wiosenno-letnich (od początku kwietnia do końca września). Średnie usłonecznienie w skali roku znajduje się w przedziale 1350–1800 godzin [90].

W Polsce rynek kolektorów słonecznych rozwija się dość dobrze, niemniej jego nasycenie jest nadal znacznie niższe niż w krajach europejskich o dłuższym doświadczeniu w tej dziedzinie. Wskaźnik zainstalowanej powierzchni kolektorów słonecznych, w przeliczeniu na liczbę mieszkańców, wynosi w naszym kraju około 35 m<sup>2</sup>/1000 osób [87].





**Rycina 32.** Usłonecznienie Polski [90]

Wydarzeniami kluczowymi dla rozwoju rynku PV w Polsce były kolejno: zniesienie konieczności wydawania warunków przyłączenia do sieci dla prosumentów (2013 r.), ogłoszenie programu „Prosument” (2014 r.), pozytywna reakcja branży na przyjęcie poprawki prosumenckiej z taryfami gwarantowanymi (2015 r.) oraz wdrożenie programu „Mój prąd” z ulgami podatkowymi (2018 r.). Ponadto w 2016 roku wprowadzono system aukcyjny w miejsce systemu zielonych certyfikatów. Trudno jednak ocenić, który z nich dawałby dzisiaj lepsze efekty. W ostatniej dekadzie nastąpił także znaczący postęp technologiczny. Technologia ogniw krzemowych PV przeszła w tym czasie od ogniw BSF (sprawność rzędu 18% w 2012 r.) do ogniw PERC (sprawność rzędu 24% w 2022 r.). U progu masowej produkcji są dzisiaj ogniwa TOPCon, HJT oraz IBC o spraw-

nościach rzędu 25–26%. Wydajność ogniw PV rośnie więc z roku na rok w tempie 0,6% [89].

Dziesiąty już raport Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) [88] pokazał, że dla branży fotowoltaicznej w Polsce, po bardzo dobrym 2020 roku, w którym przyrost mocy zainstalowanej wyniósł 2,4 GW, kolejny – 2021 – okazał się jeszcze lepszy. Roczny przyrost mocy zainstalowanej w PV wyniósł aż 3,7 GW, a moc zainstalowana na koniec roku 2021 osiągnęła 7,67 GW. Dane z końca pierwszego kwartału 2022 wskazują na osiągniętą moc na poziomie 9,4 GW. Za niemalże 80% udział w mocy zainstalowanej odpowiadają prosumenci, których liczba zbliżyła się do miliona. Łączne obroty na rynku fotowoltaiki w 2021 r. zostały oszacowane na 16,7 mld zł, a w tym wartość rynku samych nakładów inwestycyjnych wynosiła około 15,4 mld zł. Prognozuje się, że w 2022 r. obroty handlowe fotowoltaiki wzrosną w stosunku do roku 2021 i wyniosą ponad 20 mld zł, a wartość rynku inwestycji PV będzie kształtowała się na poziomie 19 mld zł. Na koniec 2021 r. moc zainstalowana w krajach Unii Europejskiej w fotowoltaice wyniosła 158 GW, co oznacza roczny przyrost o 21,4 GW. Kraje UE uzyskały 15% wzrost całkowitej mocy zainstalowanej w PV w stosunku do roku 2020. W 2021 roku Polska najprawdopodobniej (nie wszystkie kraje potwierdziły ostateczne i oficjalne dane) znalazła się na drugim miejscu w Unii Europejskiej, za Niemcami, pod względem przyrostu mocy zainstalowanej PV [89].

Dokładnie 10221,6 MW wyniosła moc fotowoltaiki w Polsce na koniec maja 2022 r. Większość z tego (7797,36 MW) została zainstalowana przez ponad milion polskich rodzin na dachach swoich domów – wynika to z opublikowanych właśnie danych Agencji Rynku Energii, przeanalizowanych przez portal WysokieNapiecie.pl [91].

Obecnie zdecydowana większość prosumentów posiadających mikroinstalacje długoterminowo „magazynuje” w sieci nadwyżki energii elektrycznej, z uwzględnieniem systemu opustów (net-metering). Rolę magazynu energii pełni sieć elektroenergetyczna, z której prosument może (zazwyczaj zimą) odebrać nawet do 80% oddanej energii (w przypadku instalacji do 10 kW) i 70% w przypadku instalacji powyżej 10 kW. System ten został wprowadzony 6 lat temu i prosumenci zachowują prawa nabyte

przez 15 lat od daty przyłączenia mikroinstalacji do sieci. Zmiany wprowadzone nowelizacją ustawy OZE, z początkiem kwietnia 2022 roku, zmieniły system rozliczania prosumentów mikroinstalacji. Tzw. net-metering zastąpiony został przez „net-billing”. Nie ma już możliwości dłuższego magazynowania energii w sieci elektroenergetycznej, lecz jej nadmiar jest sprzedawany do sieci po cenach zbliżonych do cen hurtowych – obecnie średnich cenach z miesiąca poprzedniego. Dopiero od 1 lipca 2024 r. net-billing będzie oparty na rozliczeniu wartości nadwyżek energii elektrycznej wyprodukowanej przez prosumentów z zastosowaniem taryf dynamicznych według cen godzinowych [89].

Od kwietnia 2022 r. ruszył kolejny, czwarty nabór programu „Mój prąd”, skierowany dla dotychczasowych i nowych prosumentów funkcjonujących w różnych systemach rozliczeń. Celem programu wersji „4.0” jest wzrost autokonsumpcji energii z fotowoltaiki poprzez gromadzenie nadwyżek energii w magazynach elektrycznych i magazynach ciepła (energia elektryczna przekształcona w energię cieplną), a także zwiększanie efektywności zarządzania energią poprzez systemy HEMS/EMS (Home Energy Management System). Dofinansowanie w czwartym naborze, w odróżnieniu do poprzednich edycji, mogą uzyskać przede wszystkim nowi prosumenci rozliczający się już w systemie net-billing [89].

Energetyka słoneczna bardzo szybko przyczyniła się do zbijania cen energii elektrycznej w letnich szczytach zapotrzebowania odbiorców. W czerwcu 2022 r. średnia cena energii o godzinie 13 wynosiła około 600 zł/MWh, podczas gdy szczyt wieczornego zapotrzebowania wyceniano na 1350 zł/MWh. W części Europy duży udział fotowoltaiki i farm wiatrowych prowadzi do osiągnięcia nawet ujemnych cen na giełdach [91].

Dodatkowo farmy fotowoltaiczne, które podpisały z rządem kontrakty na sprzedaż energii przez 15 lat w ramach rozstrzygniętych aukcji OZE, sprzedają dziś energię znacznie powyżej ustalonych kontraktów różnicowych. Całą nadwyżkę finansową ponad ustalone stawki zwrócą rządowemu Zarządcy Rozliczeń. Te pieniądze mogłyby w przyszłości posłużyć do obniżania cen dla odbiorców w postaci np. ujemnej opłaty OZE na rachunkach, pomniejszających ostateczną kwotę do zapłaty bądź jako fundusz wsparcia dla najbiedniejszych odbiorców [91].

W ciągu ostatnich lat znacząco zmieniły się ceny instalacji PV; w niektórych zakresach mocy spadły dwukrotnie. Na przykład za instalację o mocy 50 kWp w 2013 roku trzeba było zapłacić w cenach nominalnych (bez inflacji) 6 tysięcy zł, a w 2020 roku już tylko 3,1 tysięcy zł (2,9 tysięcy zł w cenach realnych z 2013 roku). W 2012 roku szacowało się, że w Polsce w branży PV działało około 200 mikro firm zatrudniających łącznie na około 400 etatów. Prognoza IEO przewidywała, że w 2020 w branży PV będzie obsadzonych 6–20 tys. etatów. Tymczasem w 2020 r. branża PV zatrudniała około 20–30 tys. osób, a rok później już 40–50 tys. [89]

Ostatnie decyzje istotne dla fotowoltaiki w Polsce to m.in. przedłużenie o kolejne sześć lat systemu aukcyjnego (2022–2027), wprowadzenie systemu net-billing dla prosumentów czy prace legislacyjne na temat wdrożenia do polskiego prawa tzw. linii bezpośredniej. Na poziomie prawa unijnego należy wspomnieć o antykryzysowym pakiecie REPowerEU, gdzie jest mowa o przyspieszeniu instalacji paneli fotowoltaicznych na dachach do 15 TWh w ciągu roku, co w przeliczeniu daje 11 GW mocy w instalacjach PV. W maju 2021 r. Komisja Europejska przyjęła Strategię UE w zakresie energii słonecznej mającą na celu pełne wykorzystania potencjału fotowoltaiki w dobie uniezależniania się od importu paliw kopalnych i mitygacji zmian klimatu. W ciągu tej dekady UE chce instalować średnio około 45 GW nowych mocy PV rocznie, aby zrealizować swój cel – 600 GW w 2030 r. Komisja zapowiada też wsparcie dla budowy nowych zakładów produkcyjnych PV, w szczególności instrumentem tzw. ważnych projektów wspólnego europejskiego zainteresowania (IPCEI), skoncentrowanych na przełomowych technologiach i innowacjach w łańcuchu wartości energii słonecznej [89].

Według najnowszej prognozy IEO [89] mocy zainstalowanych w fotowoltaice w najbliższych latach rynek fotowoltaiczny utrzyma swoją dynamikę rozwoju. Już na koniec tego 2022 r. moc wszystkich zainstalowanych źródeł fotowoltaicznych może wynieść 12 GW. Lata 2022–2024 to, według prognozy, okres niezwykle szybkiego przyrostu nowych mocy w segmencie farm słonecznych. Zgodnie z najnowszą bazą danych IEO, obejmującą wykaz wszystkich rozwijanych projektów fotowoltaicznych, na koniec I kwartału 2022 r. na rynku było 12,5 GW projektów z zapewnionymi

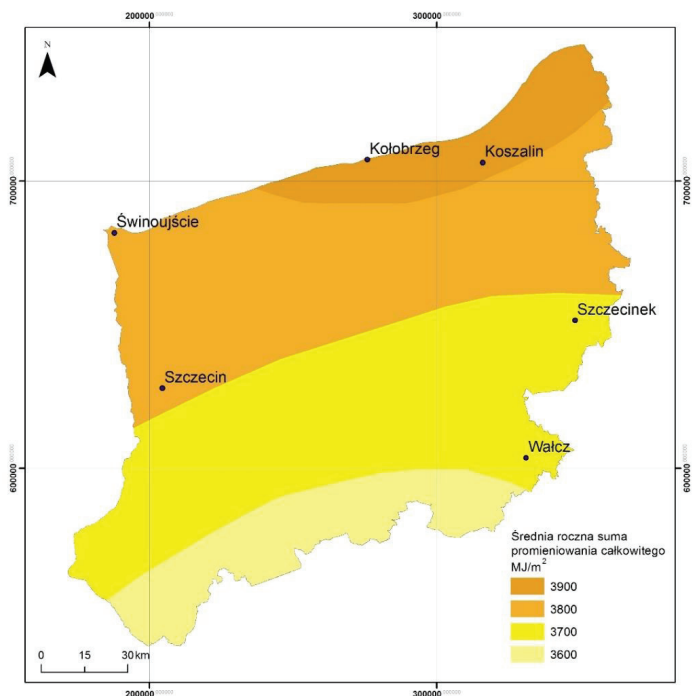
warunkami przyłączenia do sieci. W tej liczbie znajduje się około 5 GW mocy jeszcze niewybudowanych i zakontraktowanych w aukcjach projektów. Zaktualizowana prognoza zakłada, że moc 20 GW w fotowoltaice zostanie osiągnięta już w 2025 r., a w 2030 skumulowana moc zainstalowana może wynieść nawet 28,5 GW.

### 6.3. Energetyka słoneczna w województwie zachodniopomorskim

Promieniowanie słoneczne jest ściśle związane z usłonecznieniem, które z kolei zależy głównie od zachmurzenia, szerokości geograficznej i wysokości nad poziomem morza. Średnia roczna suma promieniowania całkowitego jest najwyższa w zachodniej części Pobrzeża Koszalińskiego ( $> 3800 \text{ MJ/m}^2$ ). Jej rozkład zbliżony jest do równoleżnikowego z malejącymi wartościami ku południu (ryc. 33). Zatem najniższa średnia roczna suma promieniowania całkowitego ( $< 3600 \text{ MJ/m}^2$ ) występuje na Pojezierzu Myśliborskim, Choszczeńskim i Równinie Drawskiej. W ciągu całego roku miejscowości leżące prawie na tej samej szerokości geograficznej (np. Szczecin i Złocieniec) dostają różne wartości promieniowania całkowitego z uprzywilejowaniem północno-zachodniej części województwa [43].

Największe średnie dzienne usłonecznienie rzeczywiste w województwie zachodniopomorskim przypada na maj i kształtuje się na poziomie od 8,2 h na Wybrzeżu do 7,8 h w pasie od Szczecina – Chojny po Bobolice – Szczecinek. Najmniejsze jest w grudniu od 1 h na Wybrzeżu do 0,8 h w rejonie Pojezierza Drawskiego. W cieplej porze roku (IV–IX) rozkład usłonecznienia jest zbliżony do rocznego [43].

Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej w Stargardzie korzysta z prądu wyprodukowanego przez panele fotowoltaiczne. Panele MPGK zlokalizowane są w dwóch miejscach – na terenie oczyszczalni ścieków przy ul. Drzymały oraz w pobliżu ujęcia wody przy ul. Warszawskiej. MPGK korzysta łącznie z ponad 7000 paneli słonecznych. Każdy z nich ma moc 265 watów [92].

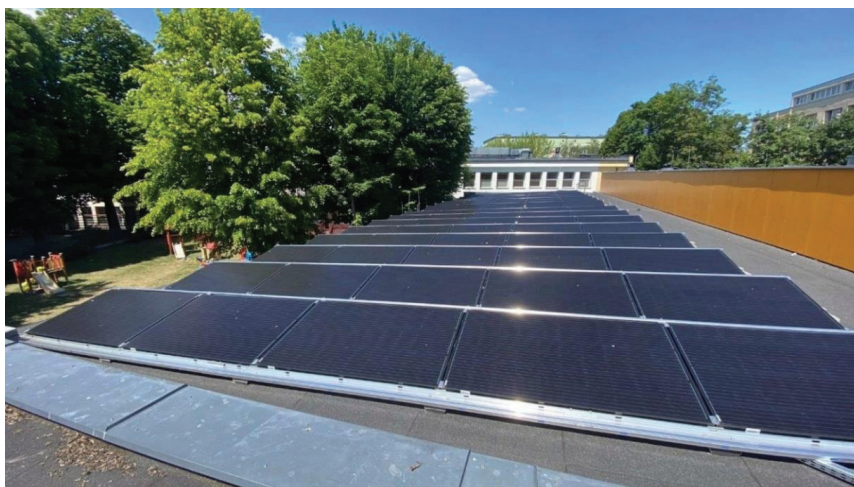


**Rycina 33.** Średnia roczna suma promieniowania całkowitego w województwie zachodniopomorskim (opracowanie własne za [43]).

W Szczecinie energię ze Słońca czerpią już obiekty szkolne, przedszkola, żłobki miejskie, domy pomocy społecznej czy placówki sportowe. Zainstalowały one 4200 paneli fotowoltaicznych. Władze miasta są zadowolone z efektów i w zależności od możliwości budżetowych będą realizować podobne inwestycje w kolejnych latach. Montaż instalacji fotowoltaicznych był realizowany w Szczecinie w ramach kilku programów oraz przy okazji realizacji wybranych inwestycji (ryc. 34).

Jedną z największych inwestycji miejskich w fotowoltaikę było uruchomienie w 2015 r. farmy fotowoltaicznej o mocy 1,45 MW w Zakładzie Produkcji Wody „Miedwie”, a we wrześniu tego samego roku farmy słonecznej o mocy 0,5 MW na terenie pompowni w Żelewie. Obie instalacje zajmują obszar około 4 hektarów, a powierzchnia zamontowanych

ogniw wynosi 13 tys. m<sup>2</sup>. Produkowana tu energia elektryczna zaspokaja około 24% zapotrzebowania ZPW „Miedwie” na energię. Kolejna farma fotowoltaiczna o mocy 0,5 MW powstała na terenie Zakładu Produkcji Wody „Pilchowo”. Sprawność systemu pozwoliła podjąć decyzję o montażu kolejnych instalacji. Jedna z nich powstała przy ul. Łącznej na terenie, gdzie znajdują się pompownia i zbiorniki wody pitnej dla mieszkańców północnych dzielnic Szczecina. Kolejną uruchomiono na terenie pompowni wody przy ul. Batalionów Chłopskich. Oszacowano, że dzięki nowym instalacjom wyprodukowanych zostanie rocznie 64,7 MWh energii elektrycznej [94].



**Rycina 34.** Hala sportowa w Zespole Szkół Elektryczno-Elektronicznych przy ul. Racibora w Szczecinie [93]

Farma fotowoltaiczna o mocy 8 MW znajduje się w gminie Choszczno i pokrywa zapotrzebowanie na energię elektryczną około 3,5 tys. gospodarstw domowych. W lutym 2022 r. TAURON oddał do użytku elektrownię Choszczno I o łącznej mocy 6 MW [95].

Elektrownię fotowoltaiczną o łącznej mocy 400 kW zamontowano na terenie Parku Wodnego w Koszalinie. Instalacja składa się ze stalowej konstrukcji wsporczej o długości ponad 160 m, usadowionej na stopach

fundamentowych. Na konstrukcji zbudowanej na terenie wzdłuż parkingu, zamontowano prawie 1200 sztuk paneli fotowoltaicznych. Dodatkowo na dachu budynku parku wodnego wykonano instalację hybrydową o mocy termicznej 2,6 kW i elektrycznej 0,9 kW, która dostarcza ciepłą wodę do pomieszczeń sanitarnych w części administracyjnej obiektu. Instalacja produkuje około 400 MWh energii elektrycznej rocznie, która jest w całości wykorzystana na potrzeby własne obiektu. Projekt został ukończony w czerwcu 2019 r. Szacowane korzyści z uruchomienia własnego systemu PV to oszczędności na energii niezakupionej z sieci w wysokości 144 tys. zł [96].

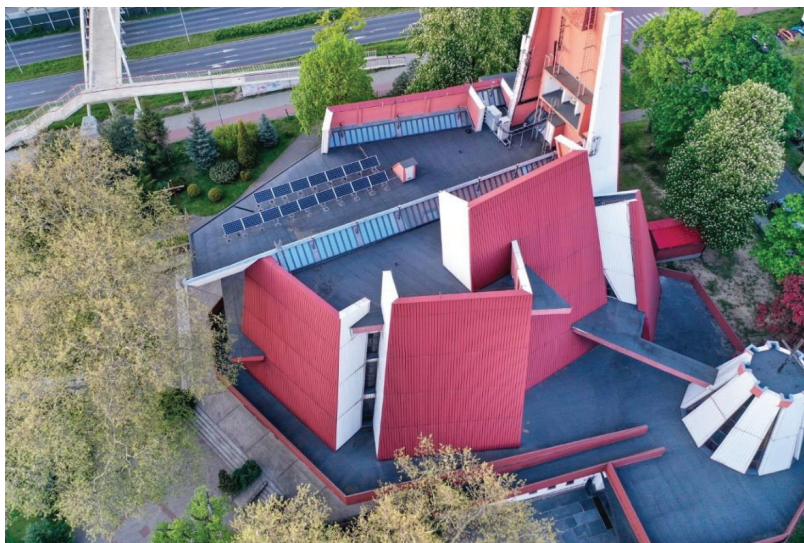
Wsparcie ze środków programu regionalnego trafiły też do Wyższego Seminarium Duchownego w Koszalinie, które pozyskało dofinansowanie w wysokości ponad 623 tys. zł przeznaczone na budowę dwóch instalacji fotowoltaicznych oraz dwóch pomp ciepła typu powietrze-woda [97].

Na terenie Oczyszczalni Ścieków Korzyścienko na terenie Ujęcia Wody Bogucino powstały po 2 instalacje fotowoltaiczne – każda o mocy około 85 kW. W ramach projektu na gruncie zamontowane zostaną panele fotowoltaiczne na stelażu. Każda z czterech instalacji będzie zbudowana z 315 modułów fotowoltaicznych [97].

W Wałczu powstała elektrownia fotowoltaiczna, która rocznie produkuje około 2300 MWh energii elektrycznej i jest wsparciem dla istniejącej infrastruktury. Elektrownia ma moc 1,98 MW, składa się z 7072 sztuk paneli fotowoltaicznych zainstalowanych na stelażach o zmiennym kącie nachylenia, które dostosowują nachylenie paneli do pór roku. Farma produkuje w ciągu roku łącznie około 2300 MWh energii elektrycznej. Szacowany spadek emisji gazów cieplarnianych wynosi 1 911,30 CO<sub>2</sub> rocznie [98].

Parafia pw. Miłosierdzia Bożego w Szczecinie ma własną instalację fotowoltaiczną (ryc. 35). Inwestycja została wsparta unijną dotacją z Regionalnego Programu Operacyjnego dla województwa zachodniopomorskiego. W szczecińskiej parafii pracuje mikroinstalacja fotowoltaiczna o mocy 37,9 kW [99].





**Rycina 35.** Panele fotowoltaiczne na parafii pw. Miłosierdzia Bożego w Szczecinie [100]

Automatyczna kontrola temperatury i regulacja poziomu oświetlenia, odzyskiwanie ciepła, panele fotowoltaiczne (ryc. 36) i czujniki ruchu – to rozwiązania zainstalowane w szkole podstawowej w Żukowie. Na dachu zainstalowano panele fotowoltaiczne, dzięki którym produkowana energia elektryczna wykorzystywana jest na ich własne potrzeby. Każde z pomieszczeń w szkole zostało wyposażone w automatyczny system sterowania temperaturą, co pozwala przygotować optymalne warunki do zajęć na podstawie planu lekcyjnego. W salach ustawiono trzy tryby temperatury – komfort, wakacyjny i przeciwmroźniowy – uruchamiane w zależności od planowanych zajęć i warunków atmosferycznych. Gdy w jednym miejscu okna lub drzwi są otwarte, ogrzewanie wyłącza się lub zmniejsza dostawę ciepła z centralnego systemu ogrzewania. W czasie ferii zimowych i przerw świątecznych, gdy nie ma uczniów przez dłuższy czas, instalacja grzewcza automatycznie obniża temperaturę [101].



**Rycina 36.** Fotowoltaika na dachu szkoły w Żukowie (fot. ABB) [101]

W gminie Szczecinek zaprojektowano i wykonano mikroinstalacje fotowoltaiczne dla obiektów użyteczności publicznej – Szkoły Podstawowej w Turowie, Szkoły Podstawowej w Gwdzie Wielkiej oraz budynku Urzędu Gminy Szczecinek. W podziale na poszczególne budynki wygląda to następująco:

- a) budynek Urzędu Gminy – zamontowano instalację fotowoltaiczną o mocy 12,24 kW, zlokalizowaną na dachu budynku administracyjnego od strony elewacji południowo-zachodniej. Uzysk energii z instalacji fotowoltaiki wynosi 11,78 MWh/rok;
- b) Szkoła Podstawowa w Turowie – zamontowano instalację fotowoltaiczną o mocy 25,2 kW, zlokalizowaną na dachu płaskim krytym papą budynku dydaktycznego SP w Turowie; uzysk energii z instalacji PV wynosi 24,71 MWh/rok;
- c) Szkoła Podstawowa we Gwdzie – zamontowano instalację fotowoltaiczną o mocy 25,2 kW, zlokalizowaną na dachach płaskich krytych papą budynków: sali gimnastycznej i dydaktycznym; uzysk energii z instalacji wynosi 24,71 MWh/rok.

Powyższy projekt zmniejszył zużycie z sieci średnio o 50,6% [102].

Na koniec 2021 r. w województwie zachodniopomorskim funkcjonowało 130 elektrowni słonecznych (bez instalacji prosumenckich) o łącznej mocy 97,517 MW [15]. Moc instalacji prosumenckich to kilkaset MW.

### 6.3.1. Ilość energii z fotowoltaiki w województwie zachodniopomorskim

#### 6.3.1.1. Dachy

Założono, że fotowoltaiką zostanie pokryte 20% dachów w województwie zachodniopomorskim. Obliczono, ile energii elektrycznej można pozyskać przy sprawności paneli fotowoltaicznych 15%, korzystając ze wzoru:

$$E_d = 0,2 \cdot 0,15 \cdot P_d \cdot U \cdot N, \quad (16)$$

gdzie:

$E_d$  – energia elektryczna możliwa do pozyskania rocznie z fotowoltaiki na dachach [J/rok],

$P_d$  – powierzchnia dachów (77,13 km<sup>2</sup>) [m<sup>2</sup>],

$U$  – usłonecznienie [h/rok], przeliczone na [s/rok],

$N$  – nasłonecznienie [W/m<sup>2</sup>].

Otrzymana roczna ilość energii wynosi 2067 TJ/rok, czyli 0,574 TWh/rok.

#### 6.3.1.2. Nieużytki

Województwo zachodniopomorskie dysponuje znacznym obszarem nieużytków, których powierzchnia wynosi 73 tys. ha [26]. Założono, że technicznie jest możliwe, aby 20% powierzchni nieużytków poddać rekultywacji w kierunku „energetycznym” i postawić na nich elektrownie słoneczne. Uwzględniono usłonecznienie i nasłonecznienie poszczególnych

obszarów Polski (dane pozyskano z IMGW), a następnie obliczono, ile energii elektrycznej można pozyskać przy sprawności paneli fotowoltaicznych 15%, korzystając z wzoru:

$$E_n = 0,20 \cdot 0,15 \cdot P_n \cdot U \cdot N, \quad (17)$$

gdzie:

$E_n$  – energia elektryczna możliwa do pozyskania rocznie z fotowoltaiki na nieużytkach [J/rok],

$P_n$  – powierzchnia nieużytków [ $m^2$ ],

$U$  – usłonecznienie [h/rok], przeliczone na [s/rok],

$N$  – nasłonecznienie [ $W/m^2$ ].

W województwie możliwa będzie produkcja 7300 TJ/rok energii, czyli 2,03 TWh/rok.

### 6.3.1.3. Drogi

Łączny kilometrów dróg publicznych o twardej nawierzchni w województwie zachodniopomorskim wynosi 20 060 km [103]. Przyjęto, że technicznie jest możliwe postawienie na 10% długości dróg paneli fotowoltaicznych o szerokości 10 m. Obliczono, ile energii elektrycznej można pozyskać przy sprawności paneli fotowoltaicznych 15%, korzystając z wzoru:

$$E_a = 0,1 \cdot 0,15 \cdot D_a \cdot U \cdot N, \quad (18)$$

gdzie:

$E_a$  – energia elektryczna możliwa do pozyskania rocznie z fotowoltaiki przy autostradach i drogach ekspresowych [J/rok],

$D_a$  – długość autostrad i dróg ekspresowych [m],

$U$  – usłonecznienie [h/rok], przeliczone na [s/rok],

$N$  – nasłonecznienie [ $W/m^2$ ].

Obliczona ilość możliwej do pozyskania energii elektrycznej to 11 186 PJ/rok, czyli 3,11 TWh/rok. Produkowany prąd elektryczny może być wykorzystywany do zasilania sygnalizacji świetlnej, przydrożnych barów, restauracji itp.

### 6.3.2. Ilość energii z kolektorów słonecznych w województwie zachodniopomorskim

#### 6.3.2.1. Dachy

Założono, że w województwie zachodniopomorskim fotowoltaiką zostaną pokryte 20% dachów. Obliczono, ile energii elektrycznej można pozyskać przy sprawności paneli fotowoltaicznych 15%, korzystając ze wzoru:

$$E_d = 0,2 \cdot 0,8 \cdot P_d \cdot U \cdot N, \quad (19)$$

gdzie:

$E_d$  – energia elektryczna możliwa do pozyskania rocznie z fotowoltaiki na dachach [J/rok],

$P_d$  – powierzchnia dachów (77,13 km<sup>2</sup>) [m<sup>2</sup>],

$U$  – usłonecznienie [h/rok], przeliczone na [s/rok],

$N$  – nasłonecznienie [W/m<sup>2</sup>].

Otrzymana roczna ilość energii wynosi 11 PJ.

Łączna ilość energii z fotowoltaiki w województwie zachodniopomorskim wynosi 5,71 TWh, a z kolektorów słonecznych 11 PJ.



## 7. Energetyka geotermalna

Energią geotermalną nazywa się energię zawartą we wnętrzu Ziemi, powstającą na skutek procesów zachodzących w jej jądrze (rozpadu pierwiastków promieniotwórczych). Energia geotermalna występuje w postaci dwóch nośników: hydrotermicznego i petrotermicznego. Przez pierwszy z nich rozumie się mieszaninę wody i pary wodnej (o temperaturze 200–300°C) lub zasób gorącej wody (o temperaturze 50–70°C), drugi odnosi się do rozgrzanych, suchych, porowatych skał [104].

Technologie geoenergetyczne obejmują rozwiązania związane z pozyskaniem i wykorzystaniem energii z wnętrza Ziemi. Wykorzystanie energii geotermalnej może być bezpośrednie: baseny i kąpieliska z wodą geotermalną (baseny „termy”, balneologia, uzdrowiska), ogrzewanie budynków mieszkalnych, stawów hodowlanych i szklarni, suszenie płodów rolnych, topnienie śniegu itp. Od ponad 100 lat nowy rozdział technologii geoenergetycznych to wytwarzanie prądu elektrycznego w elektrowniach geotermalnych [105,106].

Zasoby energii geotermicznej są ogromne – do głębokości 10 km 50 000-krotnie przewyższają ilość ciepła, jaką można uzyskać z ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla czy z pierwiastków promieniotwórczych [106]. Polska należy do krajów posiadających bogate zasoby wód geotermalnych o niskiej i średniej entalpii. Potencjał energetyczny wód geotermalnych został opracowany na podstawie danych z głębokich otworów wiertniczych wykonanych głównie w celu poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego [107].

Przemysłowe wykorzystanie wody geotermalnej we włoskim Lardello datuje się na 1800 r. – wykorzystywano ją wówczas do produkcji soli boru i podgrzewania solanki. Właśnie w Lardello 4 lipca 1904 r. wyprodukowano po raz pierwszy na świecie energię elektryczną z geotermii [104].

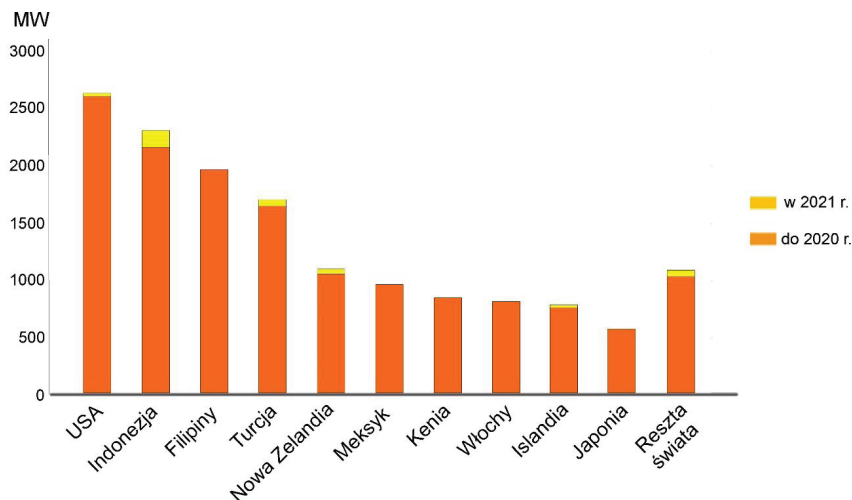
Zasada działania pompy ciepła (czyli lodówki) ma prawie 200-letnią historię, gdyż już w 1824 r. jako pierwszy opublikował ją Carnot. Dziesięć lat później Perkins skonstruował pierwszą chłodziarkę sprężarkową z eterem dietylowym jako czynnikiem roboczym. W 1852 r. szczegółowe podstawy teoretyczne pomp ciepła przedstawił Kelvin, który udowodnił, że maszyny chłodnicze mogą być wykorzystywane także do ogrzewania. Wykazał ponadto, że do ogrzewania za pomocą pompy ciepła potrzeba dużo mniej energii pierwotnej niż do bezpośredniego ogrzewania, ponieważ ciepło pobierane jest z otoczenia (powietrze, woda lub grunt), co przynosi zysk energetyczny. Na skalę przemysłową zastosowano pompę ciepła w 1914 r. w farbiarni do zateżniania ługu sodowego w Szwajcarii, która to stała się kolebką „przemysłu pomp ciepła” [108].

## 7.1. Geotermia na świecie

Zasoby geotermalne są wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej i ciepła, rzadziej produkowany jest w kogeneracji (skojarzeniu) prąd i ciepło.

Przyrost mocy geoenergetyki na świecie wyniósł 0,3 GW w 2021 r., podnosząc globalną moc do około 14,5 GW (ryc. 37). To ponad 2-krotnie więcej niż w 2020 r., ale poniżej 5-letniej średniej 0,5 GW od 2016 r. Taki przyrost mocy zaobserwowano w Chile, Chińskim Tajpej, Islandii, Indonezji, Nowej Zelandii, Turcji i USA [1].





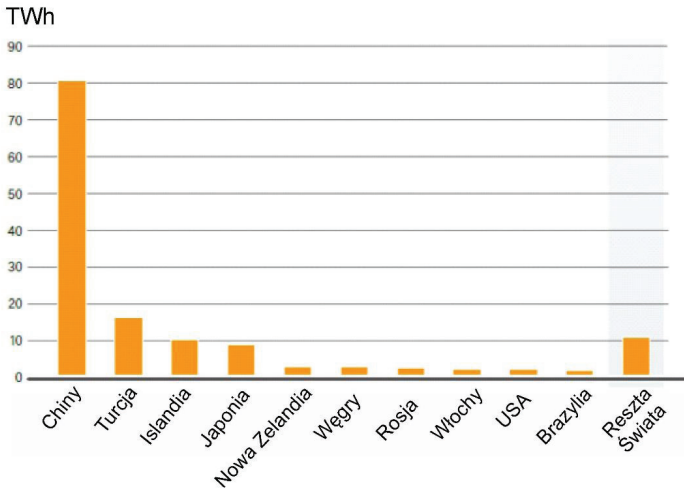
**Rycina 37.** Moc i przyrost moc geoenergetyki w wybranych krajach (opracowanie własne za [1])

Top 10 krajów pod względem mocy geotermalnej na koniec 2021 r. to USA, Indonezja, Filipiny, Turcja, Nowa Zelandia, Meksyk, Kenia, Włochy, Islandia i Japonia. W niektórych przypadkach efektywna moc energii geotermalnej (osiągalna lub działająca) może być niższa od podanych wartości ze względu na stopniowy spadek wydajności instalacji [1].

Produkcja energii elektrycznej z geotermii wyniosła około 97 TWh w 2020 r., podczas gdy bezpośrednie wykorzystanie ciepła geotermalnego osiągnęło około 128 TWh (462 PJ) [1].

W latach 2016–2021 10 największych rynków według przyrostów mocy to: Turcja (0,9 GW), Indonezja (0,7 GW), Kenia (0,2 GW) i USA (0,2 GW), a następnie Islandia, Chile, Japonia, Nowa Zelandia, Kostaryka i Meksyk (wszystkie poniżej 0,1 GW) [1].

Na całym świecie wykorzystuje się ciepło geotermalne do bezpośrednich zastosowań termicznych. Zużycie energii geotermalnej przez takie wykorzystanie termiczne wzrosło o około 12,8 TWh w 2021 r. Są to łącznie około 141 TWh (508 PJ) (ryc. 38). Chiny (80 TWh) dominują na rynku, następnie Turcja, Islandia i Japonia.



**Rycina 38.** Produkcja ciepła z geotermii w wybranych krajach na świecie w 2021 r. (opracowanie własne za [1])

Wykorzystanie ciepła geotermalnego zależy od lokalnych potrzeb i priorytetów. W Chinach około 46% ciepła geotermalnego wykorzystuje się w ciepłownictwie, z czego 44% ciepła ma zastosowanie w basenach kąpielowych i pływackich. W Islandii 73% ciepła jest używane do ogrzewania pomieszczeń. W Turcji baseny i łaźnie zużywają 42% ciepła, podczas gdy ogrzewanie pomieszczeń pochłania mniej niż 30%. W Japonii ponad 80% bezpośredniego użycia ciepła jest związane z kąpieliskami zlokalizowanymi w pobliżu źródeł geotermalnych [1].

Wykorzystanie ciepła geotermalnego w Chinach wyniosło 197 PJ w 2019 r. i przekroczyło 290 PJ w 2021 r. W 2017 r. Chiny wydały swój pierwszy plan dla przemysłu geotermalnego, który wzywa do szybkiego rozwoju wykorzystania energii geotermalnej, zwłaszcza w odniesieniu do ciepłownictwa. XIV Plan Pięcioletni Energetyczny (2021–2025) na rzecz krajowego rozwoju gospodarczego i społecznego oraz celów długofalowych kraju wydany na początku 2022 r. dotyczy wzrostu znaczenia efektywności energetycznej i zielonego budownictwa, podkreśla ciągłą ekspansję wykorzystania energii geotermalnej dla ogrzewania pomieszczeń.

Chiński rynek ciepła geotermalnego zdecydowanie najszybciej rozwija się na świecie, a jego konsumpcja wzrosła o ponad 21% rocznie w latach 2015–2019 [1].

W Stanach Zjednoczonych pompy ciepła stanowią od 40% do 50% sprzedaży sprzętu grzewczego dla nowo budowanych budynków, w zależności od typu budynku. W Europie ponad 20% wszystkich urządzeń grzewczych sprzedanych w 2021 r. stanowiły pompy ciepła [1].

Rynek pomp ciepła w Niemczech również dynamicznie się rozwija: w 2020 r. zamontowano o 41% więcej pomp ciepła w porównaniu do 2019 r. Ta ekspansja była kontynuowana w 2021 r., przy czym wzrost rynku wyniósł 28%, przy rocznej łącznej liczbie 154 tys. sprzedanych egzemplarzy. Na rynku niemieckim dominują pompy ciepła powietrze–woda (wzrost z 79% udziału w 2020 r. do 82% w 2021 r.), a następnie gruntowe pompy ciepła (18% w 2021 r.). Rząd federalny wyznaczył sobie cel montażu łącznie 6 mln pomp ciepła do 2030 r. – 6-krotnie więcej niż w 2020 r. [1].

W Chinach sprzedano ponad 1,27 mln sztuk pomp, a 585 tys. jednostek sprzedano w Japonii [1].

## 7.2. Geotermia w Polsce

W połowie lat 80. XX w. rozpoczęto prace badawcze i wdrożeniowe nad zagospodarowaniem energii geotermalnej w ciepłownictwie: do ogrzewania pomieszczeń, a na skalę póltechniczną także w rolnictwie i hodowli ryb. Doprowadziły one do uruchomienia pracujących dzisiaj geotermalnych zakładów ciepłowniczych w Bańskiej Niżnej, Pyrzycach, Uniejowie, Mszczonowie, Stargardzie (Szczecińskim), Toruniu i Poddębicach (ryc. 39) [106,107].

Projekty geotermalne rozwijają się latami i – co warto podkreślić – w polskich warunkach wymagają najczęściej stosowania źródeł szczytowych. Nie inaczej jest w przypadku Torunia, gdzie moc ciepłowni geotermalnej i pomp ciepła wynosi 20,5 MW, a kotła gazowego – ponad 7 MW. Z końcem maja 2022 r. Geotermia Toruń uzyskała koncesję na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła. Wcześniej podpisała długoterminową umowę z PGE Toruń na sprzedaż

ciepła, które będzie zasilac wyznaczony obszar sieci ciepłowniczej w zachodniej części miasta i dostarczy około 8% ciepła do Torunia [106].



**Rycina 39.** Ciepłownie geotermalne w Polsce (opracowanie własne)

Trzy miejscowości – Sieradz, Koło i Konin – przeszły już do budowy ciepłowni geotermalnych. W Sieradzu powstaje ciepłownia geotermalno-biomasaowa, która według planów ma zacząć pracę jesienią 2023 r. Całość inwestycji kosztuje około 130 mln zł, z czego ponad połowę sfinansował Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Ciepło produkowane w nowo powstałej ciepłowni zabezpieczy potrzeby bytowe (ogrzewanie i ciepła woda) mieszkańców Sieradza przez około 9 miesięcy w roku, bez uruchamiania kotłów węglowych [106].

Miejski system ciepłowniczy w Koninie jest teraz zasilany z bloku biomasaowego w Elektrowni Konin oraz z Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych. Geotermia będzie niezawodnym, trzecim, po spalaniu odpadów komunalnych oraz biomasy, źródłem energii MPEC Konin. Miasto potrzebuje około 1 mln GJ energii rocznie, z czego budowana w 2022 r. ciepłownia geotermalna dostarczy około 160 tysięcy GJ, a więc 16% zapotrzebo-

wania. Nasza sieć ciepłownicza liczy 162 km i – co ważne – nowa ciepłownia jest umiejscowiona bliżej rozbudowującej się, starej części miasta. Dysponujemy wodą termalną o temperaturze ponad 90°C, co jest rzadkością w Polsce. Mamy szczęście, dysponując takimi zasobami, woda ciepłownicza będzie kierowana wprost do magistrali ciepłowniczej. Znając parametry wody, zainwestowaliśmy w odwiert zatłaczający wykonany ze stali nierdzewnej, która będzie odporna na działanie mocno zasolonej wody. Otwór GT-3 o długości około 3 km pod ziemią będzie miał kształt litery „S”. To pozwoli na posadowienie obok siebie, w odległości zaledwie 23 m, głowic dwóch otworów: chłonnego GT-3 i istniejącego eksploatacyjnego GT-1. Natomiast na dole otwory będą od siebie oddalone o 1 km, żeby nie dochodziło do mieszania się wody wydobywanej z wodą zatłaczaną, schłodzoną – wyjaśnia prezes Sławomir Lorek. Zgodnie z harmonogramem ciepłownia ma zostać oddana do użytku w pierwszym kwartale 2023 r. [108–110]

O atrakcyjności geotermii świadczy jej stabilna praca. Nie zależy ona od siły wiatru, pogody (nasłonecznienia), pory dnia czy roku. Jest dostępna w sposób ciągły, a wody geotermalne mogą stanowić dobre, konkurencyjne dla innych źródło energii [111].

Ciepłownie geotermalne nieustannie stosują nowoczesne rozwiązania. Przykładem może być niedawno wykonany odwiert w Sochaczewie, którego zdolności szacuje się na 3 MW energii cieplnej. Wiercenie i prace przygotowawcze trwały około 3 miesiące. W tak krótkim czasie trudno byłoby wybudować źródło energii konwencjonalnej [111].

Raport Najwyższej Izby Kontroli (NIK) wymienia 28 miejscowości, w których prowadzone są prace badawcze – głównie położonych na Mazowszu, w województwie wielkopolskim i łódzkim. Najgłębszy, o głębokości 7 km, odwiert wywiercą Szaflary. To jedyny projekt, który może prowadzić do produkcji także energii elektrycznej, ponieważ spodziewana temperatura wody wynosi ponad 100°C [112].

Wieloletni Program Rozwoju Zasobów Geotermalnych w Polsce do 2040 r. z perspektywą do 2050 „wytypował” 114 zakładów geotermalnych, gdzie rozwój geotermii w Polsce „może mieć inicjujące znaczenie dla powszechnego wykorzystania energii geotermalnej w bardzo wielu lokalizacjach”. Nowością jest wyrażona wskazówka, by postawić na rozwój geotermii niskotemperaturowej, czyli tzw. płytkiej (ryc. 40) [113].



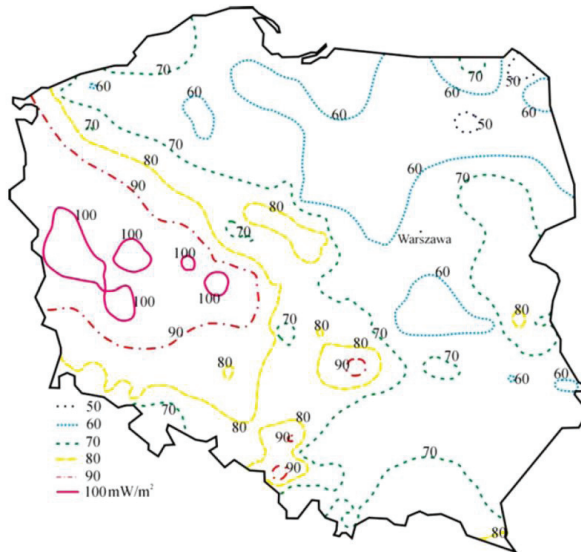
Rycina 40. Geotermia w Polsce [113]

Obecnie w Polsce instaluje się kilkadziesiąt tysięcy pomp ciepła rocznie. Wśród nich większość stanowią pompy typu: grunt–woda, powietrze–woda oraz woda–woda (pierwszy wyraz oznacza dolne źródło ciepła). Prognozy rozwoju rynku pomp ciepła w Polsce (przez analogię do innych krajów) wskazują na roczne zapotrzebowanie na poziomie 50–70 tys. sztuk [114].

### 7.3. Geotermia w województwie zachodniopomorskim

Mapę gęstości ziemskiego strumienia ciepła dla Polski i województwa zachodniopomorskiego przedstawia rycina 41 [105,106].

W rejonie niecki szczecińskiej warstwami wodonośnymi w utworach jury dolnej są kompleksy piaskowców. Najlepszymi parametrami zbiornikowymi cechują się piaszczyste twory warstw radowskich i mechowskich. Korzystne parametry zbiornikowe charakteryzują także warstwy komorowskie i kamieńskie. Warstwy radowskie są głównie wykształcone jako osady piaszczyste. Wśród warstw mechowskich osady piaszczyste zawierają przewarstwienia utworów słabo przepuszczalnych i nieprzepuszczalnych, wykształconych w postaci mułowców i iłowców. Osady piaszczyste jury dolnej rozdzielają serie słabo przepuszczalnych i nieprzepuszczalnych mułowców i iłowców. Warstwy łobeskie i gryfickie są



**Rycina 41.** Mapa gęstości ziemskiego strumienia ciepła dla województwa zachodniopomorskiego na tle Polski (opracowanie własne za [105,106])

najbardziej zasilone w całym profilu dolnojurajskim. Najwyższe wartości średniej porowatości całkowitej (ok. 10%) są związane z wodonośnymi utworami warstw radowskich i mechowskich, co skutkuje niskimi wartościami zasilenia tych warstw [115]. Wodonośne utwory warstw radowskich o najlepszych parametrach występują głównie w zachodniej części niecki szczecińskiej, gdzie średnia porowatość kształtuje się powyżej 20%. Maksymalną porowatość stwierdzono w otworze Stargard 1 (39,3%). Piaskowce warstw mechowskich charakteryzują się najwyższą średnią wartością porowatości spośród warstw dolnojurajskich (10,6%). Podobnie jak w przypadku warstw radowskich, utwory o najkorzystniejszych porowatościach są zlokalizowane w strefie na południe od Szczecina. W otworze Chabowo 1 zarejestrowano piaskowce o maksymalnej porowatości (31,8%). Tak korzystne parametry zbiornikowe przekładają się na wysokie wartości potencjalnych wydajności. Potencjalna wydajność otworów wiertniczych w utworach jury dolnej w całym rejonie niecki szczecińskiej

przekracza założone minimalne 50 m<sup>3</sup>/h, a w wytypowanych obszarach perspektywicznych wydajność przekracza 250 m<sup>3</sup>/h. Maksymalne temperatury w stropie zbiornika dolnojurajskiego niecki szczecińskiej kształtują się na poziomie 85°C (okolice Chociwła), co przy uwzględnieniu miąższości warstwy w tym miejscu rzędu 450 m i gradientie geotermalnym 3°C/100 m daje maksymalną temperaturę około 100°C w spągowej partii zbiornika [115].

Dwa obszary perspektywiczne dla systemów binarnych zaznaczają się w rejonie niecki szczecińskiej. Pierwszy jest zlokalizowany w rejonie Chociwła, gdzie temperatury warstw dolnojurajskich są najwyższe – lokalnie przekraczają nawet 95°C [116], a strop utworów jury dolnej zalega na głębokościach 2000–2600 m p.p.t. Jest to też obszar występowania miąższych warstw jury dolnej, lokalnie przekraczających 650 m. Obszarem występowania nieznacznie niższych temperatur jest rejon Stargardu. W stropie zbiornika temperatura kształtuje się na poziomie ponad 75°C, podczas gdy w spągu rejestrowane są temperatury przekraczające założone graniczne 90°C. W rejonie Stargardu obserwowane są miąższości warstw rzędu 450–500 m. Na całym analizowanym obszarze mineralizacja wód przekracza 100 g/dm<sup>3</sup>, przy czym wyższe wartości odnotowuje się w okolicach Chociwła, gdzie lokalnie mineralizacja przekracza 125 g/dm<sup>3</sup> [115,116].

### 7.3.1. Geotermia Pырzyce

Początek historii powstania Geotermii Pырzyce sięga pierwszej połowy lat 90. XX w. Miasto ogrzewane było wtedy za pomocą 68 kotłowni, spalających łącznie blisko 40 tysięcy ton węgla rocznie. Stanowiło to duży problem ekologiczny, tym bardziej że miasto położone jest w strefie ochronnej jeziora Miedwie, stanowiącego źródło wody pitnej dla Szczecina. Konieczne okazało się poszukiwanie mniej zanieczyszczających atmosferę metod ogrzewania [117].

Okazało się, że budowa geologiczna obszaru Pырzyc charakteryzuje się bardzo korzystnymi warunkami do występowania wód termalnych, a szczególnie perspektywiczny okazał się poziom jury dolnej. Wykonano



odwiert próby, a w końcu 1994 roku powołano spółkę z o.o. „Geotermia Pырzyce”. Jej zadaniem było dokończenie realizacji, a następnie kierowanie wydobyciem i sprzedażą ciepła, która rozpoczęła się w lutym 1996 r.

Zrealizowany w latach 1992–1997 system ciepłowniczy obejmuje:

- ciepłownię geotermalno-gazową o mocy szczytowej 48 MW,
- sieć ciepłą z rur preizolowanych (15 km),
- sieć sterowniczo-sygnalizacyjną (28 km),
- 66 węzłów ciepłych (w pełni zautomatyzowanych).

Inwestycję pod nazwą „Ciepłownia geotermalna w Pырzycach wraz z siecią ciepłą” gmina Pырzyce rozpoczęła w 1992 r. Przedsięwzięcie oparto na bilansie ciepłym sporządzonym w 1991 r. Problemy finansowe podczas realizacji inwestycji zmusiły gminę do poszukiwania rozwiązań mających na celu zakończenie budowy. Nadanie inwestycji charakteru pilotażowego przez Ministerstwo Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa przyczyniło się do powstania spółki z o.o. „Geotermia Pырzyce”. Zadaniem przedsiębiorstwa było zakończenie budowy ciepłowni oraz prowadzenie eksploatacji systemu ciepłowniczego. Zakończenie realizacji nastąpiło w czerwcu 1997 r. Koszt inwestycji zamknął się w kwocie 60,6 mln zł [103].

Cztery otwory geotermalne o głębokości około 1630 m (dwa wydobywcze – ryc. 42 –i dwa zatłaczające) zostały rozmieszczone w taki sposób, aby podczas eksploatacji złoża nie wystąpił spadek temperatury wydobywanej wody geotermalnej [103,118].

Wydobyta woda geotermalna o temperaturze początkowej 61–63°C jest schładzana w dwóch wymiennikach ciepła (ryc. 43) do temperatury około 26°C i odprowadzana ponownie w głąb ziemi. Przy strumieniu masy wody wynoszącym 340 m<sup>3</sup>/h moc ciepła instalacji geotermalnej wynosi około 15 MW. Szczytowym i awaryjnym źródłem ciepła są 2 wysokosprawne gazowe kotły kondensacyjne o łącznej mocy 20 MW. W celu zwiększenia stopnia wykorzystania energii cieplnej wody geotermalnej zastosowano absorpcyjne pompy grzejne. Ciepło odebrane wodzie geotermalnej stanowi około 60% obliczeniowego zapotrzebowania miasta na ciepło i pozwala zaoszczędzić rocznie około 20 tys. ton paliwa umownego [103].



**Rycina 42.** Odwierty wydobywcze w Geotermii Pyrzyce (fot. B. Igliński)

Woda wypełniająca rurociągi ciepłownicze oraz obieg wysokotemperaturowy są uzdatniane przy wykorzystaniu wymienników jonitowych oraz instalacji do odwróconej osmozy. Niskotemperaturowa (95/45°C) miejska sieć ciepłownicza jest wykonana w całości z rur preizolowanych, co zapewnia niskie straty przesyłu ciepła do odbiorców. Cała sieć przesyłowa jest wyposażona w instalację alarmową sygnalizującą powstanie i miejsce przecieku wody w wyniku nieszczelności rurociągu.



**Rycina 43.** Płaskie wymienniki ciepła w Geotermii Pyrzyce (fot. B. Igliński)

Sieć ciepłownicza o łącznej długości około 15 km doprowadza ciepłą wodę z ciepłowni geotermalnej do węzłów cieplnych poszczególnych odbiorców w mieście. Dwufunkcyjne wymiennikowe węzły cieplne, przygotowujące ciepłą wodę do celów centralnego ogrzewania i użytkowych, umieszczono w pomieszczeniach dawnych kotłowni węglowych, wykorzystując istniejące instalacje w zasilanych budynkach. Wszystkie węzły cieplne są wykonane w wersji energooszczędnej, pozwalającej na dokonywanie rozliczeń pomiędzy producentem ciepła a jego użytkownikami. Stały nadzór nad pracą systemu, dostosowanie parametrów wody grzejnej sieci do zapotrzebowania ciepła u odbiorców w dowolnym okresie, jego

prawidłowy rozdział i wykorzystanie, zgodnie z zasadami racjonalnej gospodarki energią, jest prowadzony przez komputerowy układ zdalnego nadzorowania i sterowania. Przy projektowaniu i budowie pyrzyckiego geotermalnego systemu ciepłowniczego zastosowano najnowocześniejsze, ekonomiczne rozwiązania oraz urządzenia zapewniające racjonalne zagospodarowanie obfitych zasobów wód geotermalnych. Zbudowana ciepłownia geotermalna jest obecnie jedną z najnowocześniejszych w Europie. Pozyskana energia długo jeszcze będzie czynnikiem inspirującym rozwój miasta i gminy [103].

Geotermia Pyrzyce nie ma już problemów z zatłaczaniem, wcześniej przeszkodę stanowiło wysokie ciśnienie schłodzonej solanki. Zastosowane supermiękkie kwasowanie i udoskonalenie metody eliminowania kolmatacji w otworach zatłaczających umożliwiły poprawę stanu otworów zatłaczających. Dzięki temu latem całkowicie zrezygnowano z gazu, a w zimie używa się go rzadziej – ciepło z gazu to maksymalnie 34%. Poza okresem grzewczym istnieje duży „nadmiar” energii geotermalnej, którą można by wykorzystać np. do ogrzewania szklarni czy hodowli ryb.

Analizy chemiczne potwierdziły możliwość wykorzystania pyrzyckich wód do celów balneoterapeutycznych oraz rekreacyjnych. Woda ta jest zasobna w związki bromu, jodu, żelaza, manganu oraz boru. Pyrzycka solanka jest 11,56% hipertermalną wodą chlorkową, sodową, bromkową, jodkową, żelazistą, manganową, borową i zawiera:

- 101,23 mg/dm<sup>3</sup> jonów bromkowych,
- 4,11 mg/dm<sup>3</sup> jonów jodkowych,
- 14,97 mg/dm<sup>3</sup> jonów żelaza,
- 1,25 mg/dm<sup>3</sup> jonów manganu,
- 55,5 mg/dm<sup>3</sup> kwasu metaborowego [117].

Woda geotermalna może być wykorzystana do odnowy biologicznej organizmu. Kąpiele w solance opóźniają procesy starzenia skóry i łagodzą jej podrażnienia, jednocześnie nawilżając ją i regenerując. Mogą wpływać też na zmniejszanie się cellulitu, poprawę jędrności oraz ukrwienia skóry. Stężone solanki posiadają właściwości antygrzybicze, działają rozluźniająco przy bólach mięśniowych i reumatycznych [117].

Geotermia Piryce inwestuje także w kolektory słoneczne i fotowoltaikę. Już wkrótce zostanie wybudowana elektrownia PV o mocy 1 MW [119].

### 7.3.2. Geotermia Stargard

Pierwsze uruchomienie i wydobywanie gorących wód termalnych w Stargardzie odbyło się w 2005 r. Ciepło wydobywane w Geotermii trafiało do sieci miejskiej, zapewniając ciepłą wodę użytkową. Wspólnie z Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej Stargard (ciepłownią konwencjonalną) Geotermia dostarczała ciepło grzewcze dla mieszkańców Stargardu [120].

W 2011 r. Geotermia została przejęta przez spółkę G-TERM ENERGY Sp. z o.o., która wykonała szereg kosztownych inwestycji, prac naprawczych i uruchomiła ponownie instalację geotermalną (ryc. 44). W roku 2016 wykonano kolejny otwór chłonny GT-3, co wpłynęło na znaczące zwiększenie mocy cieplnej Geotermii [120].



**Rycina 44.** Widok na halę Geotermii Stargard (fot. B. Igliński)

Aktualnie w instalacji Geotermii Stargard eksploatowane są 3 odwierty geotermalne: 1 odwiert wydobywczy (GT-2) oraz 2 odwierty zatłaczające (GT-1 oraz GT-3). Wydobywana woda termalna (solanka) z utworów Jury Dolnej ma temperaturę około 84°C, a jej zasolenie przekracza 140 g/dm<sup>3</sup> [120].

Po oddaniu energii w wymienniku ciepła (ryc. 45) schłodzona solanka (o temperaturze w zakresach od 40°C do 55°C) trafia do otworów zatłaczających. Dzięki zamkniętemu obiegowi wody termalnej w złożu zachowywana jest równowaga hydrogeologiczna, co umożliwia jego eksploatację praktycznie bez ograniczenia czasowego. W okresie grzewczym Geotermia dostarcza ciepło do odbiorców wspólnie z PEC Stargard. Po planowanej rozbudowie, zwiększającej moc układu geotermalnego do blisko 30 MW wydłuży się samodzielny okres pracy ciepłowni geotermalnej również na część sezonu grzewczego [120].



**Rycina 45.** Płaskie wymienniki ciepła w Geotermii Stargard (fot. B. Iglński)

Duże zasolenie solanki było przyczyną postoju Geotermii wskutek wytrącania się soli żelaza, wapnia i magnezu (ryc. 46). W suchej masie najwięcej jest chlorków:  $71 \text{ g/dm}^3$  [121]. Problem rozwiązano, wprowadzając filtry workowe (ryc. 47) i płukanie roztworem na bazie kwasu solnego.



**Rycina 46.** Wytrącone sole z solanki z Geotermii Stargard (fot. B. Igliński)



**Rycina 47.** Zespół filtrów workowych w Geotermii Stargard (fot. B. Igliński)

Docelowo Geotermia Stargard będzie pracować na bazie 7 otworów geotermalnych (3 wydobywczych i 4 zatłaczających), wspomagana pompą ciepła o mocy 14 MW. Po tej rozbudowie system ciepłowniczy Stargardu spełni wymogi „efektywnego systemu ciepłowniczego”. Powyższe rozwiązanie jest pierwszym na tak dużą skalę w kraju systemowym rozwiązaniem, polegającym na współpracy miejskiej sieci ciepłowniczej z posiadającą własne źródło ciepłownią geotermalną [120].

### 7.3.3. Projekty geotermalne w województwie zachodniopomorskim

Jak informuje zachodniopomorski urząd wojewódzki, PGE Energia Ciepła, spółka z Grupy PGE oraz Geotermia Polska planują utworzenie wspólnej spółki celowej, której zadaniem będzie budowa ciepłowni opartej na ciepłe z wód termalnych pochodzących z wnętrza ziemi w Szczecinie przy wykorzystaniu wsparcia pochodzącego ze środków NFOŚiGW. Obecnie planowane jest przeprowadzenie studium wykonalności oraz realizacja pierwszego badawczego otworu, na podstawie którego dokonana się weryfikacja uwarunkowań geologiczno-technicznych na potrzeby przyszłej pełnoskalowej ciepłowni [122].

Firma Hasco Lek S.A. otrzymała ponad 26,2 mln zł dofinansowania z NFOŚiGW na wybudowanie ciepłowni geotermalnej w Dźwirzynie. Dotacja i niskooprocentowana pożyczka zostały przyznane z programu priorytetowego Polska Geotermia Plus. W pierwszej kolejności projekt obejmuje wykonanie pierwszego odwiertu badawczego o głębokości 2020 m (+/-10%), a następnie otworu chłonnego odprowadzającego wody do tego samego poziomu wodonośnego. Na kolejnych etapach zaplanowano budowę ciepłowni geotermalnej, a także sieci ciepłowniczej. Jak informuje NFOŚiGW, środki przekazane firmie Hasco-Lek umożliwią także wykonanie dokumentacji do pozwoleń na prowadzenie robót geologicznych, środowiskowych i budowlanych, dokumentacji geologicznej powykonawczej, projektów wykonawczych oraz uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii cieplnej [123,124].



W wyniku realizacji całej inwestycji powstanie ciepłownia oparta na źródle geotermalnym – tj. hybrydowa ciepłownia geotermalno-gazowa o mocy zainstalowanej 6,7 MW. Zakład ma produkować 52,44 TJ energii na rok – z czego około 76% energii geotermalnej, a 24% energii z gazu. Założono także, że długość całkowita towarzyszących rurociągów połączeniowych i przesyłowych sięgnie 550 m [124].

Woda termalna ujęta w planowanym do realizacji otworze Dźwirzyno HASTON GT-1 będzie wykorzystywana na cele własne inwestora – do zaopatrzenia w ciepło i ciepłą wodę użytkową projektowanego ośrodka wypoczynkowego o charakterze hotelowo-rehabilitacyjnym oraz do celów balneologiczno-rekreacyjnych. Plan zakłada również jej wykorzystanie na potrzeby grzewcze innych podmiotów z terenu miasta. Parametry oczekiwane przy realizacji zadania to temperatura wody powyżej 50°C i wydajność powyżej 50 m<sup>3</sup>/h. W przypadku wskaźników znacząco odbiegających od tych wartości będzie konieczna dodatkowa pogłębiona analiza opłacalności inwestycji przed rozpoczęciem następnego jej etapu [124].

Prognozowane parametry nowego odwiertu zostały oszacowane na podstawie danych z sąsiednich otworów, tj. Dźwirzyno-1, Dźwirzyno-2, Grzybowo-1. Wszystkie odwierty znajdują się w bezpośrednim sąsiedztwie planowanej lokalizacji. Temperatura wód waha się w nich między 50°C a 90°C, a ich wydajność oscyluje od 40 m<sup>3</sup>/h do nawet 127 m<sup>3</sup>/h. Uruchomienie instalacji geotermalnej w Dźwirzynie jest planowane do końca 2025 r. i – jak wylicza NFOŚiGW – spowoduje zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery o około 4128 ton rocznie [124].

### 7.4. Pompy ciepła w województwie zachodniopomorskim

W województwie zachodniopomorskim coraz chętniej instalowane są pompy ciepła. Podyktowane jest to dbałością o środowisko naturalne, a także potrzebą oszczędności. Koszty eksploatacyjne pompy ciepła są bowiem dużo niższe niż np. pieca węglowego.

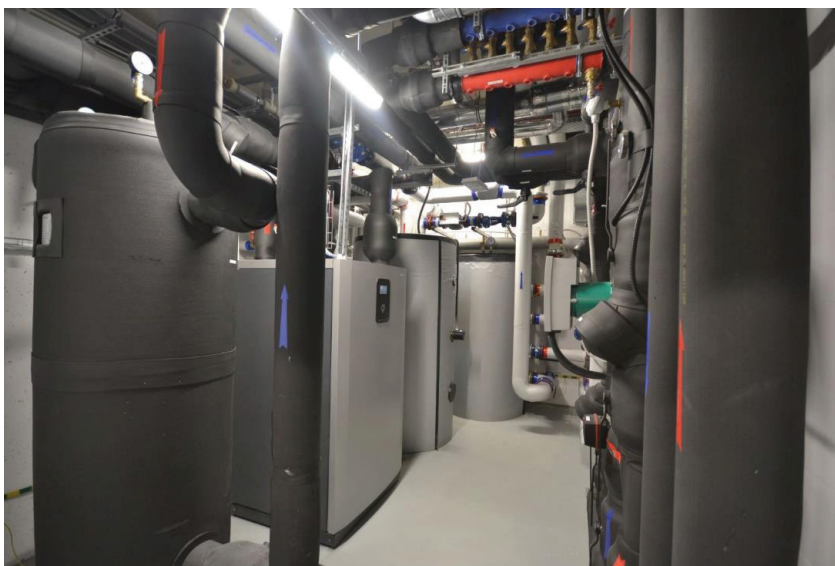
W bazylice archikatedralnej św. Jakuba, chcąc pozyskać najtańsze eksploatacyjnie ciepło, zamontowano pompę ciepła Robur o mocy 85 kW.

Okazała się ona najtańszym eksploatacyjnie rozwiązaniem na rynku. Wykorzystanie dofinansowania ze środków operacyjnych województwa zachodniopomorskiego spowodowało, że najniższa cena nie była najważniejszym kryterium wyboru systemu. W budynku katedry zastosowano instalację podłogową na parametrze medium grzewczego 40/30°C na powierzchni 2000 m<sup>2</sup>. Pompy ciepła stanowią podstawowe źródło ogrzewania [125].

Budynek jednorodzinny w Brzózkach został wybudowany w 2017 r. Według założenia właścicieli został zaprojektowany jako budynek energooszczędny. W związku z niedużą ilością ciepła potrzebnego dla ogrzania domu uznano, że najkorzystniejszym rozwiązaniem będzie pompa ciepła powietrze–woda w wersji split wraz z osobnym zasobnikiem dla celów CWU. Urządzenie takie jest praktycznie bezobsługowe, ekologiczne – nie emituje zanieczyszczeń, a i późniejsze koszty eksploatacji są stosunkowo niewielkie. Zamontowano pompę ciepła powietrze–woda Panasonic o mocy 9 kW, 1-fazową, z modulowaną mocą grzewczą, która stanowi jedyne źródło ciepła dla domu. W jednostce wewnętrznej jest dodatkowo wbudowana grzałka (3 kW) jako źródło szczytowe lub awaryjne. Ponadto w salonie znajduje się używany okazjonalnie kominek. Dla zaopatrzenia w ciepłą wodę użytkową zamontowano osobny zasobnik nierdzewny firmy Joule o zwiększonej powierzchni grzewczej węzownicy. Zastosowano również moduł wi-fi, który umożliwia właścicielom sterowanie pompą ciepła przez Internet. Całkowity koszt węzła cieplnego (pompa ciepła z zasobnikiem i montażem) wyniósł około 26 tys. zł [125].

Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Szczecinie wybudował nową siedzibę biura w Koszalinie. Filozofia poszanowania energii i ochrony środowiska była brana pod uwagę w całym cyklu projektowania, budowy i eksploatacji obiektu. Budynek składa się z 4 kondygnacji z windą (także z podjazdem dla niepełnosprawnych) oraz części piwnicznej – na garaże i archiwum. Nowoczesna siedziba ma lekką konstrukcję, złożoną z materiałów akumulujących ciepło. Budynek wyposażono m.in. w pompy ciepła, ogniwa fotowoltaiczne oraz małą turbinę wiatrową. W biurowcu zastosowano najnowszą gruntową pompę ciepła z technologią inwerterową Thermia Mega, która dostosowuje na bieżąco

moc grzewczą pompy ciepła do aktualnych potrzeb (ryc. 48). Pompa ta korzysta z energii odnawialnej z kolektorów pionowych umieszczonych w 13 odwiertach zlokalizowanych pod budynkiem. Pompa ciepła Mega realizuje funkcje ogrzewania, przygotowuje ciepłą wodę użytkową oraz chłodzi. Ciepło jest rozprowadzane przez ogrzewanie podłogowe oraz do centrali wentylacyjnej. Cały obiekt korzysta z chłodu pasywnego i aktywnego. Chłód jest dystrybuowany poprzez klimakonwektory oraz do centrali wentylacyjnej [125].



**Rycina 48.** Maszynownia w Wojewódzkim Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Szczecinie [125]

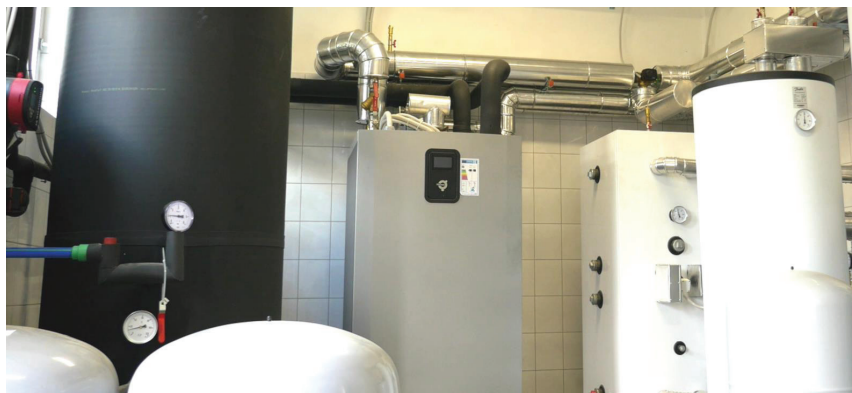
W Choszcznie powstał Zakład Aktywności Zawodowej „SZANSA”. Niesie pomoc osobom z orzeczonym umiarkowanym i znacznym stopniem niepełnosprawności. Aby zapewnić podopiecznym odpowiednie warunki pracy, zakład musi być odpowiednio ogrzewany oraz chłodzony przez cały rok. Obiekt wyposażono w gruntowe pompy ciepła z technologią inwerterową – Thermia Mega. Dolne źródło stanowią pionowe odwierty, o łącznej głębokości 1500 m. Ciepło dystrybuowane jest za pomo-

cą centralnego ogrzewania podłogowego. Chłód oraz ciepło techniczne są zaś rozprowadzane przez centrale wentylacyjne [125].

Słupski Inkubator Technologiczny (SIT) to nowoczesny, wielofunkcyjny obiekt o powierzchni 7 tys. m<sup>2</sup>, łączący w sobie funkcje: biurowo-produkcyjną, szkoleniowo-konferencyjną oraz badawczo-rozwojową. Urządzenia zostały wybrane przede wszystkim ze względu na energooszczędność – kwalifikowane są jako klasa A+++ według schematu klasyfikacji systemów grzewczych proponowanych przez Komisję Europejską. Zapewniają one oszczędność energii do 50% i redukują emisję CO<sub>2</sub> w porównaniu z najlepszymi kotłami kondensacyjnymi. Dzięki wykorzystaniu energii odnawialnej rozwiązania oferują wysoką efektywność i niskie koszty eksploatacji. Użyto 3 zespołów rewersyjnych, gazowych absorpcyjnych pomp ciepła o nominalnej mocy grzewczej 105,9 kW i nominalnej wydajności chłodniczej 51 kW każdy (ryc. 49).

Zastosowano zespół gazowych absorpcyjnych wytwornic wody lodowej o nominalnej mocy chłodniczej 52 kW oraz zestaw składający się z dwóch wytwornic wody lodowej i wytwornicy wody lodowej z odzyskiem ciepła o nominalnej wydajności chłodniczej 52 kW. Urządzenia zasilają wymienniki w centralach wentylacyjnych, instalację grzejnikową oraz klimakonwektory. W sezonie grzewczym podstawowe źródło ciepła stanowią pompy ciepła. W okresach szczytowego zapotrzebowania na ciepło moc grzewcza uzupełniana jest przez zewnętrzne kotły. W lecie pompy ciepła pracują jak wytwornice wody lodowej, a szczytowe zapotrzebowanie na chłód uzupełniane jest przez wytwornice wody lodowej [125].

Inwestor w Specjalnym Ośrodku Szkolno-Wychowawczym w Szczecinku zdecydował się na zastosowanie gazowych absorpcyjnych pomp ciepła ze względu na możliwość ogrzewania gazowego przy niskim zużyciu gazu ziemnego i wykorzystaniu OZE [125].



**Rycina 49.** Pompy ciepła w Zakładzie Aktywności Zawodowej „SZANSA” w Choszcznie [125]

W sezonie zimowym pompy ciepła stanowią podstawowe źródło ciepła. W okresie letnim odpowiadają także za produkcję ciepłej wody użytkowej (c.w.u.). W okresie przejściowym dwie pompy ciepła pracują na cele centralnego ogrzewania (c.o.), a dwie na cele c.w.u. Pracę pomp ciepła na cele c.w.u. wspomagają kolektory słoneczne. Po stronie pierwotnej instalacji zastosowano glikol, który zabezpiecza układ przed ewentualnym zamarznięciem. Ciepło przekazywane jest poprzez wymienniki ciepła. Urządzenia współpracują z dwoma podgrzewaczami c.w.u. – każdy o pojemności 2000 dm<sup>3</sup> – oraz z dwoma zbiornikami buforowymi o pojemności 750 dm<sup>3</sup> każdy. Pompy ciepła sterowane są za pomocą automatyki dedykowanej. Dodatkowo zarządza ona obiegami grzewczymi, zaworami, pompami cyrkulacyjnymi, a także pozwala na odczyt temperatur w zasobnikach i w buforach [125].

### 7.4.1. Potencjał pomp ciepła w województwie zachodniopomorskim

Założono, że pompy ciepła w województwie zachodniopomorskim będą montowane w szkołach, przedszkolach, obiektach noclegowych i obiektach kultury.

#### 7.4.1.1. Pompy ciepła w szkołach i przedszkolach

W roku szkolnym 2020/2021 w województwie zachodniopomorskim działało 850 przedszkoli i 549 placówek szkolnych [126]. Założono, że średnio ogrzewana będzie co czwarta placówka o powierzchni 1500 m<sup>2</sup>, moc grzewcza pompy ciepła wyniesie zaś 70 W/m<sup>2</sup>. Moc całkowita pompy ciepła  $P$  stanowi iloczyn powierzchni i jednostkowej mocy 70 W/m<sup>2</sup> [16]. Zakładając czas pracy 2000 godzin w roku i współczynnik wydajności pompy ciepła  $COP$  (Coefficient of Performance) 4,0, można obliczyć roczną ilość wyprodukowanego ciepła:

$$E = P \cdot COP \cdot t, \quad (20)$$

gdzie:

$E$  – roczna energia wyprodukowanego ciepła [MJ/rok],

$P$  – łączna moc pomp ciepła [MW],

$COP$  – Coefficient Of Performance,

$t$  – średni roczny czas pracy pompy ciepła (2000 h/rok = 7 200 000 s/rok).

Obliczona ilość energii dla pomp ciepła w szkołach wynosi 1,561 PJ/rok.

#### 7.4.1.2. Pompy ciepła w obiektach noclegowych

W 2021 r. w województwie zachodniopomorskim działało 1465 turystycznych obiektów noclegowych: hotele, motele i pensjonaty [127]. Założono, że 30% takich obiektów będzie posiadać pompę ciepła, powierzchnia pojedynczego obiektu wynosi średnio 1000 m<sup>2</sup>, a moc grzewcza pompy ciepła będzie miała wartość 70 W/m<sup>2</sup> [17]. Zakładając pracę pomp ciepła przez 2000 godzin w roku, na podstawie wzoru (20) obliczono, że roczna produkcja ciepła w turystycznych obiektach noclegowych wyniesie 1,0 PJ.

### 7.4.1.3. Pompy ciepła w obiektach kultury

W 2020 r. w województwie funkcjonowały łącznie 203 obiekty kultury [128]. Założono, że 20% tego typu obiektów będzie posiadać pompę ciepła, powierzchnia pojedynczego obiektu wynosi średnio 500 m<sup>2</sup>, a moc grzewcza pompy ciepła to 70 W/m<sup>2</sup> [17]. Zakładając pracę pomp ciepła przez 1500 godzin w roku, na podstawie wzoru (20) obliczono, że roczna produkcja ciepła w obiektach kultury wyniesie 0,02 PJ.

## 7.5. Dom bez rachunków w Szczecinku

Budynki projektowane i wznoszone zgodnie z koncepcją „Domu bez rachunków” powinny wyróżniać się pewnymi podstawowymi cechami, przedstawionymi poniżej. Bez wątplenia są to domy przyszłości, ale technologicznie i finansowo są dostępne już dziś [129].

W nowo budowanym domu jednorodzinnym o powierzchni około 250 m<sup>2</sup>, położonym w miejscowości Szczecinek, właściciel zdecydował się na zastosowanie ekologicznego i wielozadaniowego systemu grzewczego. W budynku zainstalowano gruntową pompę ciepła NIBE F1145 PC o mocy 10 kW z wbudowaną funkcją chłodzenia pasywnego. Dolnym źródłem pompy ciepła jest kolektor poziomy o długości 500 m, który odzyskuje ciepło z gruntu za pomocą płynącego w nim niezamarzającego roztworu glikolu, którego średnioroczna temperatura wynosi 3°C. Inwestor zdecydował się na niskotemperaturowy system podłogowy, w którym temperatura wody grzewczej nie przekracza 32°C w sezonie grzewczym. System grzewczy spełnia funkcję ogrzewania budynku oraz zapewnia produkcję ciepłej wody użytkowej w zbiorniku o pojemności 200 dm<sup>3</sup>. Dodatkowo pompa ciepła NIBE F1145 PC posiada wbudowany moduł chłodzenia pasywnego, który obniża temperaturę w budynku i zapewnia komfort termiczny w okresie letnim [130].

Chłodzenie pasywne za pomocą gruntowej pompy ciepła jest darmowe, ponieważ pompa ciepła bez użycia sprężarki przekazuje chłód zgro-

madzony w gruncie bezpośrednio do instalacji podłogowej, obniżając temperaturę pomieszczenia o 5–7°C w stosunku do temperatury panującej na zewnątrz. W domu zamontowano także centralę wentylacyjną z odzyskiem ciepła NIBE ERS 10-500, która zapewnia prawidłową wymianę ciepła nawet przy zamkniętych oknach i pozwala na ponowne wykorzystanie energii z powietrza wywiewanego. Praca całego systemu z pompą ciepła i wentylacją jest sterowana za pomocą jednego, wielofunkcyjnego sterownika umieszczonego na pompie ciepła lub zdalnie za pomocą systemu NIBE Uplink lub strony [www.nibeuplink.com](http://www.nibeuplink.com). Szacowane zużycie energii na potrzeby systemu wynosi 4500 kWh i jest w całości pokrywane przez darmową energię wyprodukowaną przez instalację fotowoltaiczną, która składa się z 38 modułów polikrystalicznych o łącznej mocy 9,88 kW. Instalacja fotowoltaiczna typu on-grid jest przyłączona do sieci elektroenergetycznej, w której magazynuje się nadwyżka wyprodukowanej energii, a użytkownik może z zakładem energetycznym rozliczyć bezgotówkowo aż 80% energii zużytej na własne potrzeby w budynku i wyprodukowanej w przydomowej mikroelektrowni. W roku 2018 instalacja wyprodukowała łącznie 10 800 kWh, podczas gdy całkowite zużycie energii elektrycznej w całym domu wyniosło niecałe 10 tys. kWh. Średni miesięczny koszt rachunków za energię wyniósł 20,50 zł (opłaty stałe) [130].



## 8. Elektromobilność

Pojazdy elektryczne były jednymi z pierwszych samochodów wykorzystywanych do przemieszczania się ludzi. W latach 1832–1839 szkocki biznesmen Robert Anderson zbudował pierwszy powóz elektryczny. W roku 1835 w Holandii profesor Sibrandus Stratingh Groningen zaprojektował elektryczny samochód, którego model wykonał jego asystent Christopher Becker [131].

Do roku 1900, przed „rozkwitem” silników spalinowych, pojazdy elektryczne były wiele rekordów prędkości i długości przebytych tras. Jednym z najbardziej godnych uwagi wydarzeń tamtych czasów było przekroczenie bariery prędkości 100 km/h, którego dokonał Camille Jenatzy 29 kwietnia 1899 r. (ryc. 50). Natomiast pojazd elektryczny La Jamais Contente osiągnął maksymalną szybkość 105,88 km/h [131].

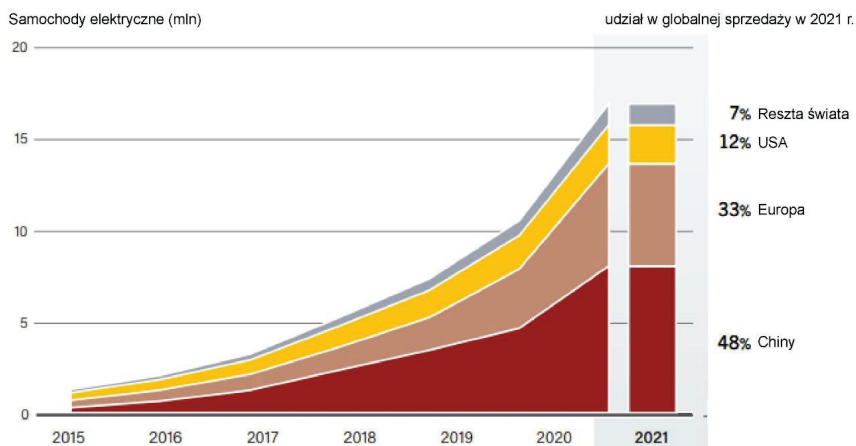


**Rycina 50.** Camille Jenatzy z żoną podczas parady w pojeździe La Jamais Contente w 1899 roku [132]

## 8.1. Elektromobilność na świecie

W ostatnich latach elektryfikacja wzrosła w prawie wszystkich środkach transportu, zwłaszcza znacząco w pojazdach elektrycznych. Wpływają na to rosnąca konkurencyjność ekonomiczna, zaawansowanie technologiczne i modelowa dostępność pojazdów elektrycznych [1].

Sprzedaż samochodów elektrycznych osiągnęła 6,6 mln w 2021 r., więcej niż podwojenie od 2020 r. i potrojenie od 2019 r. (ryc. 51). Udział rynku samochodów elektrycznych w ogólnej sprzedaży samochodów wzrósł z zaledwie 2,5% w 2019 r. do prawie 9% w 2021 r. Dzięki temu pod koniec roku około 16 mln samochodów elektrycznych wyjechało na drogi na świecie, stanowiąc około 1% światowej floty samochodowej [1].



**Rycina 51.** Sprzedaż aut elektrycznych w latach 2015–2021 (opracowanie własne za [1])

Największy wzrost podaży odnotowano w Chinach, gdzie sprzedaż samochodów elektrycznych niemalże się potroiła w 2021 r., osiągając 3,4 mln. W Chinach mediana ceny samochodu elektrycznego wynosiła tylko o 9% więcej niż pojazdu „konwencjonalnego”, podczas gdy w USA i Europie samochód elektryczny był o ponad 50% droższy [1].

Sprzedaż samochodów elektrycznych w Europie od 2020 r. nieco zwolniła, ale i tak wzrost wynosił prawie 70% w 2021 r., by osiągnąć 2,3 mln. Sprzedaż była wspierana o nowe normy emisji CO<sub>2</sub> i rozszerzone finansowe wsparcie na większości głównych światowych rynków. Po raz pierwszy w Europie sprzedaż samochodów elektrycznych przewyższyła sprzedaż samochodów z silnikiem Diesla. Najwyższy udziały w rynku samochodów elektrycznych miała Norwegia (86% wszystkich sprzedanych samochodów), Islandia (72%), Szwecja (43%) i Holandia (30%), podczas gdy Niemcy (25%) pozostały największym rynkiem w Europie z liczbą sprzedanych samochodów elektrycznych blisko 700 tys. [1].

Sprzedaż elektryków w USA wzrosła ponad dwukrotnie, do 600 tys. sztuk w 2021 r., przekraczając całkowitą sprzedaż samochodów elektrycznych w kraju w 2019 i 2020 r. łącznie. Udział samochodów elektrycznych na rynku amerykańskim podwoił się w ciągu roku, osiągając 4,5% [1].

Chiny, Europa i Stany Zjednoczone razem stanowią  $\frac{2}{3}$  światowego rynku samochodowego (wszystkie typy) i mają 95% udziału w sprzedaży samochodów elektrycznych, których sprzedaż poza tymi regionami stanowiła mniej niż 2% większości rynków. W krajach rozwijających się niska sprzedaż odzwierciedlała wysokie koszty w porównaniu do pojazdów zasilanych paliwami ropopochodnymi oraz brakiem infrastruktury do ładowania [1].

Wydatki na samochody elektryczne wzrosły prawie trzykrotnie do 90 miliardów USD. Rozbudowano również infrastrukturę ładowania z liczbą ogólnodostępnych punktów ładowania o prawie 40% wyższą niż w 2021 r. Liczba instalacji wolnych ładowarek wzrosła o 33% – zaś szybkich ładowarek o 45% [1].

Rynek elektrycznych jedno- i trzykołowych pojazdów (m.in. motocykle i autoriksze) nadal się rozrasta. Tylko w 2021 r. Chiny dodały 9,5 mln nowych rejestracji (97% światowego rynku). Wietnam i Indie osiągnęły wysoki poziom sprzedaży odpowiednio 230 tysięcy i 89 tysięcy. Od 2021 r. 25% wszystkich jedno- i trzykołowych pojazdów w Azji było elektryczne. Elektryczne modele jedno- i trzykołowe kosztują mniej w Azji niż pojazdy na paliwa, odwrotna sytuacja ma miejsce w Europie i USA [1].

## 8.2. Elektromobilność w Polsce

W 2021 r. w Polsce zarejestrowanych było prawie 20 tys. samochodów elektrycznych (BEV), funkcjonowało ponad 3 tys. ogólnodostępnych punktów szybkiego i wolnego ładowania. Choć liczba pojazdów elektrycznych w naszym kraju rośnie wolniej niż w innych europejskich państwach, to jednak właśnie w Polsce lokalizowane są kolejne znaczące inwestycje. Przykładem jest pobudowanie największej w Europie fabryki baterii do samochodów, znajdującej się pod Wrocławiem [133].

Zgodnie z licznikiem autobusów elektrycznych prowadzonym przez Polską Izbę Rozwoju Elektromobilności (PIRE) oraz portal Transinfo.pl w Polsce na koniec lutego 2022 r. zarejestrowano łącznie 651 w pełni elektrycznych autobusów [133].

Największa z dotychczas zrealizowanych w Polsce inwestycji to fabryka LG Energy Solution Wrocław – o zdolności produkcji baterii o łącznej pojemności nawet do 70 GWh rocznie. Jest to największa firma produkująca baterie w Europie oraz największy zakład produkcyjny koncernu LG na świecie. Baterie dostarczane są do takich aut, jak: Audi, Ford, Jaguar, Mercedes Benz, Smart, Porsche, Renault, Seat, Skoda, Volkswagen, Volvo [133].

Przykładowo, 6 maja 1891 r. na ulice Torunia wyjechał pierwszy konny tramwaj i ten dzień uważany jest za datę powstania komunikacji miejskiej w grodzie Kopernika. Od tego momentu zmieniła się jakość życia ówczesnych torunian. 131 lat później, 31 maja 2022 r., powitano w Toruniu pierwsze elektryczne autobusy (ryc. 52) [134]. Z pojawieniem się ich ściśle związana jest infrastruktura do ich ładowania, którą także zakupiono. Trzy tzw. ładowarki wolne stanęły na terenie zajezdni autobusowej, a trzy szybkie, pantografowe, posłużą do ładowania elektrobusów na pętlach – po jednej na pętli na pl. św. Katarzyny, koło Uniwersytetu i na Rubinkowie II (dwie już są, trzecia zostanie zamontowana po zakończeniu budowy parkingu P&R). Miasto planuje podążać dalej tą ścieżką i niedługo, ponieważ już w 2023 r. w Toruniu pojawią się kolejne autobusy elektryczne wraz z infrastrukturą do ich ładowania. 28 kwietnia 2022 r.

podpisano umowy na zakup czterech kolejnych autobusów elektrycznych i wraz z infrastrukturą dwóch podwójnych ładowarek, tzw. wolnych. Sta-  
ną one na terenie zajezdni autobusowej przy ul. Legionów [134].



**Rycina 52.** Autobus elektryczny w Toruniu (fot. B. Igliński)

Wraz ze wzrostem liczby pojazdów elektrycznych rozwija się również infrastruktura ładowania (ryc. 53). W 2021 r. w Polsce funkcjonowało 1495 ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych (2897 punktów); 33% z nich stanowiły szybkie stacje ładowania prądem stałym (DC), a 67% wolne ładowarki prądu przemiennego (AC) o mocy mniejszej lub równej 22 kW [135].

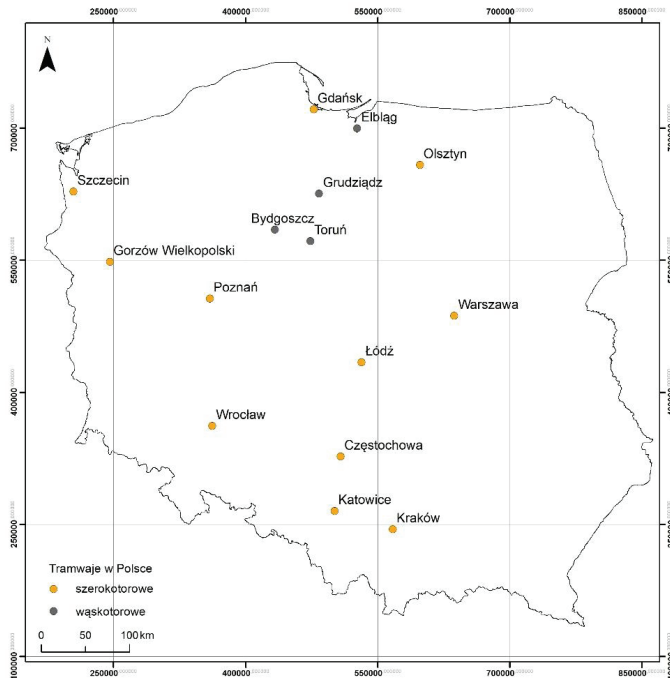
Od 19 grudnia 2015 r. w Polsce istnieje 16 systemów tramwajowych – 10 z nich to systemy normalnotorowe (1435 mm), a 5 wąskotorowe (1000 mm) i jedna sieć tramwajów konnych [136] (ryc. 54).



**Rycina 53.** Stacja ładowania pojazdów elektrycznych w Toruniu (fot. B. Igliński)

Najmłodsza miejska sieć tramwajowa powstała w 2015 r. i znajduje się w Olsztynie, natomiast najmniejsza jest zlokalizowana w Grudziądzu i liczy 9 km torowisk. Sieć z najmniejszym rozstawem szyn znajduje się w Mrozach (900 mm) i funkcjonuje jako atrakcja turystyczna. To jedyna sieć tramwajów konnych w Polsce. W latach 1945–1989 systemy tramwajowe w większych miastach były rozbudowywane i modernizowane m.in. w Warszawie, Poznaniu, Gdańsku, Wrocławiu, Krakowie, Bydgoszczy, Toruniu, a w średnich i małych ośrodkach miejskich likwidowane, np. w Słupsku, Inowrocławiu, Olsztynie, Wałbrzychu, Legnicy, Jeleniej Górze, Bielsku-Białej. Niektóre sieci zostały zlikwidowane przez podział

miasta pomiędzy dwa sąsiadujące państwa: Cieszyn, Słubice, Zgorzelec [136].



**Rycina 54.** Tramwaje w Polsce (opracowanie własne za [136])

Po wejściu Polski do Unii Europejskiej krajowe samorzady mogą liczyć na wsparcie unijne w realizacji projektów tramwajowych. Wiele polskich miast z tego faktu skorzystało i modernizuje sieć (np. Grudziądz) bądź buduje nowe odcinki torowisk, są to m.in.: Warszawa, Kraków, Poznań, Łódź, Bydgoszcz, Toruń, Szczecin i Wrocław. Istnieją (lub istniały) plany przywrócenia linii tramwajowych w niektórych miastach (np. Słubice) lub budowy zupełnie nowych systemów, np. w Płocku czy w Radomiu [136].

Według Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) [138] w Polsce jest 19 398 km eksploatowanych linii kolejowych, w tym 12 018 km to linie zelektryfikowane. Dwa tory, lub więcej, ma 8800 km linii kolejowych.

### 8.3. Elektromobilność w województwie zachodniopomorskim

W województwie zachodniopomorskim jeździ kilkaset samochodów elektrycznych i hybrydowych. Kupują je nie tylko osoby fizyczne, ale również firmy czy urzędy.auta te są co prawda droższe przy zakupie, ale zdecydowanie tańsze w eksploatacji. W przemyśle używane są od wielu lat wózki widłowe i sztaplarki elektryczne. Osoby niepełnosprawne korzystają z pojazdów (wózków) elektrycznych. Na polach golfowych i do przewozu turystów jeżdżą lekkie samochody elektryczne – meleksy.

Łączna wartość zakupionych pojazdów elektrycznych zakupionych przy wsparciu Wojewódzkiego Funduszu Gospodarki Wodnej przekracza kwotę 3 mln zł, z czego dofinansowanie ze środków Funduszu wyniosło 1,79 mln zł. Dofinansowane auta elektryczne można zobaczyć w miastach zachodniopomorskiej Polski. Do Świnoujścia trafił jeden pojazd elektryczny, który będzie wykorzystywany do transportu osób o ograniczonej sprawności ruchowej. Dwa pojazdy trafiły do Straży Miejskiej w Koszalinie i Stargardzie (Nissan eNV200). Służą do realizacji zadań strażników, przyczyniając się do poprawy stanu powietrza w zachodniopomorskich miastach. Kolejne dwa zakupiono do Zakładu Wodociągów i Kanalizacji w Szczecinie (Volkswagen e-golf). Nissan eNV200 trafił do spółki Goleniowskie Wodociągi i Kanalizacja. Samochody są wykorzystywane między innymi podczas odczytów liczników zużycia wody. W 2022 r. odbyło się uroczyste przekazanie kluczyków do 4 Nissanów eNV200 w Szczecinie, pojazdy zostały zakupione przez Zarząd Dróg i Transportu Miejskiego w ramach projektu „Zakup samochodów elektrycznych dla jednostek Gminy Miasto Szczecin”. Z końcem 2017 r. podpisano umowę dofinansowania zakupu 4 pojazdów z napędem elektrycznym z Komendą Wojewódzką Policji, także w Szczecinie. Fundusz zainwestował również w nowe stacje ładowania. Łącznie ma powstać 9 ładowarek, z czego 3 w Szczecinie. Wspomniany Fundusz wspiera także osoby fizyczne. Jeżeli ktoś jest zainteresowany zakupem e-pojazdu Fundusz wychodzi tej potrzebie naprzeciw. Samochód, skuter lub rower elektryczny można sfinansować dzięki preferencyjnej pożyczce z oprocentowaniem 2% w skali roku, do kwoty 150 tys. zł udzielanej na 7 lat [137].



Szczecin zakupił bądź jest na etapie zamawiania łącznie kilkunastu autobusów elektrycznych. Są one wyposażone w baterie Solaris High Power o łącznej pojemności ponad 120 kWh. Są to magazyny energii przystosowane do szybkiego ładowania zarówno przez złącze plug-in, jak i poprzez pantograf. Jest także też system odzyskiwania energii podczas hamowania i jazdy z góry oraz wykorzystania jej do doładowania magazynu energii. Oświetlenie kabiny pasażerskiej jest wykonane w technologii LED. Ponadto w kabinie znajdują się ładowarki USB oraz system informacji dla pasażerów. Z nowinek technicznych zastosowanych w pojazdach można wskazać panele fotowoltaiczne na dachu [137].

Rozwój elektromobilności powoduje, że potrzebujemy coraz więcej punktów ładowania. Nowe stacje ładowania samochodów elektrycznych w Szczecinie są cały czas budowane. W sumie w mieście we wszystkich stacjach dostępnych jest 178 punktów, które zawierają 935 pojedynczych gniazd. Szczegółowe adresy i kontakt zostały zamieszczone na mapie [138].

Według GUS-u [139] w województwie zachodniopomorskim istnieje 1189 km eksploatowanych linii kolejowych, w tym 749 km to linie zelektryfikowane. Dwa tory lub więcej ma 457 km linii kolejowych.

Szczecińska Kolej Metropolitalna (SKM) to projekt systemu szybkiej kolei miejskiej, łączącej szczecińskie osiedla: Prawobrzeża z centrum Szczecina oraz Policami, Goleniowem, Stargardem i Gryfinem, który wykorzystuje istniejący układ torów kolejowych i stacji. 12 marca 2018 r. ogłoszono, że uzyskał on unijne dofinansowanie w wysokości 85% wartości całego projektu. Pod koniec kwietnia PKP PLK rozstrzygnęła przetarg na modernizację linii kolejowej nr 406 oraz fragmentów linii numerów 273, 351, 401. W przetargu zwyciężyła firma Trakcja PRKiil, która zobowiązała się do zrealizowania projektu w ciągu 25 miesięcy. W kwietniu 2019 r. Stowarzyszenie Szczecińskiego Obszaru Metropolitalnego przedstawiło sieć planowanych połączeń Szczecińskiej Kolei Metropolitalnej wraz z rozmieszczeniem planowanych przystanków. Pod koniec tego samego miesiąca na stację w Policach dostarczono pierwsze wagony z szynami przeznaczonymi do modernizacji linii kolejowej nr 406. W kwietniu 2019 r. Stowarzyszenie Szczecińskiego Obszaru Metropolitalnego

przedstawiło sieć planowanych połączeń Szczecińskiej Kolei Metropolitalnej wraz z rozmieszczeniem planowanych przystanków. Pod koniec tego samego miesiąca na stację w Policach dostarczono pierwsze wagony z szynami przeznaczonymi do modernizacji linii kolejowej nr 406. PKP Polskie Linie Kolejowe przyznają, że SKM ruszy najwcześniej pod koniec 2024 r. [140].

Dnia 1 października 1872 r., jeszcze przed zburzeniem murów fortecnych, inżynier Johannes Büssing otrzymał z Królewskiej Dyrekcji Policji w Berlinie koncesję na budowę konnej sieci tramwajowej w Szczecinie. Niecałe 6 lat później podpisano z miastem umowę ważną przez 30 lat. 25 marca 1879 r. utworzono spółkę Stettiner Straßen-Eisenbahn-Gesellschaft (Szczecińskie Towarzystwo Ulicznej Kolei Żelaznej), która jeszcze tego samego roku uruchomiła pierwsze konne linie tramwajowe (ryc. 55) [141].



**Rycina 55.** Tramwaj konny w Szczecinie pod koniec XIX w. [141]

W latach 1896–1900 na większości linii wprowadzono trację elektryczną. Pierwszy elektryczny tramwaj wyruszył na ulice miasta 4 lipca 1897 r. Główne linie tramwajowe były dwutorowe, a boczne jednotorowe. W 1940 r. długość linii osiągnęła 50,3 km, przewieziono wówczas 58,8 mln osób (w 1910 r. było to 18,6 mln). II wojna światowa przyniosła zniszczenia sieci torowej w 45%, trakcyjnej w 75% oraz taboru w 50%. W 1945 r. w Szczecinie pracowało 23 tramwajarzy (głównie z Poznania), a pod koniec roku już 560 osób. W 1946 r. uruchomiono 4 linie tramwajowe kursujące po 16,7 km tras. 1 lutego 2011 r. pierwszy tramwaj niskopodłogowy Pesa 120NaS „Swing” zadebiutował w ruchu liniowym (ryc. 56) [141].



**Rycina 56.** Tramwaj w Szczecinie (fot. Szczecinolog) [141]

Skutery i rowery są to najbardziej energooszczędne i najpopularniejsze pojazdy, które można spotkać na chodnikach i ulicach województwa zachodniopomorskiego. Mała moc i niezbyt wielka prędkość zmniejszają ryzyko wypadków, a tańsza i cichsza eksploatacja, bez wytwarzania spalin i ciepła, to następne ich zalety.

Minuta jazdy skuterem elektrycznym w Szczecinie kosztuje 49 gr, a za każde wypożyczenie płaci się 2 zł opłaty początkowej. Skuterem można

też jeździć drogami publicznymi. Podczas użytkowania warto sprawdzić w pojeździe akumulator. Podczas wyszukiwania pojazdu i w trakcie przejazdu użytkownik ma wgląd w to, jaki jest stopień naładowania baterii i przewidywany dystans do przejechania [142].

W ostatnich miesiącach bardzo popularna stała się hulajnoga elektryczna. Na rynku można znaleźć wiele jej modeli przeznaczonych do jazdy miejskiej. Ich parametry są do siebie bardzo zbliżone. Zasięg maksymalny tego typu urządzeń wynosi około 30 km przy prędkości maksymalnej (najczęściej) 25 km/h.

Start miejskiej hulajnogi elektrycznej w Szczecinie kosztuje 3 zł, a następna każda minuta jazdy 50 gr. W przypadku postoju płaci się mniej, tylko 10 gr za minutę. Aby wypożyczyć hulajnogę, trzeba mieć ukończone 18 lat [142].

## 9. Transformacja energetyczna

Ostatnia dekada jest niewątpliwie czasem postępującej na całym świecie transformacji energetycznej. Co ciekawe przebiega ona wielowymiarowo i dotyka właściwie wszystkich dziedzin życia i gospodarki. Należy podkreślić, że te procesy są inicjowane i wspierane przez zachodzące przemiany społeczno-gospodarcze oraz wynikają z oddziaływania zwrotnego – stanowią główną determinantę kształtującą te przemiany. Fakt ten wskazuje na aktualność oraz ważność problematyki związanej z przebiegiem procesów transformacji energetycznej, które powiązane są w sposób pośredni lub bezpośredni z większością procesów zachodzących we współczesnych gospodarkach i społeczeństwach [143–145].

Niewątpliwie procesy transformacji energetycznej wpływają na postawy konsumentów. Współczesny nabywca nastawiony jest na zrównoważony rozwój oraz dbałość o środowisko, co równocześnie kieruje procesy transformacji w stronę energii odnawialnej i zróżnicowania źródeł jej pozyskania. Transformacja energetyczna ma również wpływ na funkcjonowanie gospodarek, oddziałuje na instytucje, prawodawstwo oraz przedsiębiorstwa. Należy podkreślić, że procesy transformacji energetycznej stanowią aktualnie jeden z aspektów przedsiębiorczości zrównoważonej, która w ramach funkcjonujących przedsiębiorstw ma w istotny sposób przekładać się na realizację celów zrównoważonego rozwoju [143–145].

Należy podkreślić, że aktualnie postępujące procesy transformacji energetycznej stanowią wynik wielu determinant społeczno-gospodarczych z ostatnich 30–40 lat. W tym okresie zaszło wiele przemian, które umożliwiły i wpłynęły pozytywnie na systematyczny rozwój procesów transformacji energetycznej. Jako najważniejszą determinantę należy

uznać procesy globalizacji, które od końca XX w. rozwijają się w systematyczny i dynamiczny sposób. Najważniejszą konsekwencją występujących powszechnie na świecie procesów globalizacyjnych jest nieodnotowywany nigdy wcześniej wzrost współzależności między gospodarkami, przyczyniający się do znacznego ujednoczenia się większości rynków, zarówno pod względem funkcjonowania, jak i zmian instytucjonalnych. Dodatkowo procesy globalizacyjne wpłynęły na znaczny wzrost poziomu rozwoju społeczno-gospodarczego większości gospodarek światowych. Z rozwojem społeczno-gospodarczym wiąże się wzrost poziomu konkurencyjności gospodarek oraz ich innowacyjności. Przemiany obserwuje się też na rynku pracy, gdzie w związku z pojawiającymi się innowacjami w większości gałęzi gospodarek nastąpiło znaczne zapotrzebowanie na specjalistów. Zakłada się, że procesy transformacji energetycznej będą miały w najbliższej przyszłości istotny wpływ na rynek pracy, chociaż będzie on się różnił w zależności od kultury kraju, specyfiki lokalnych społeczności, rodzaju pracy i sektora [143–145].

Procesy globalizacyjne wpłynęły również na ukształtowanie postaw współczesnego konsumenta. Przyczyniły się do światowego upowszechnienia nowych stylów życia oraz konsumpcji. Ważnym aspektem wzrostu poziomu rozwoju gospodarek światowych jest także rosnąca zamożność społeczeństwa. Jest to ważne o tyle, że nie tylko przedsiębiorstwa mogły uczestniczyć w procesach transformacji energetycznej, ale istotnymi podmiotami stały się również gospodarstwa domowe i reprezentujący je indywidualni konsumenci. Należy podkreślić, że wzrost poziomu konkurencyjności i innowacyjności gospodarek przełożył się również na znaczne obniżenie kosztów sprzedaży i instalacji nowych technologii, które stanowią podstawę rozwoju procesów transformacji energetycznej [143–145].

Wszystkie te przemiany stworzyły fundament dla rozwoju kluczowego elementu związanego z rozwojem procesów transformacji energetycznej, jakim jest energetyka odnawialna. Aktualnie ten sektor gospodarek na świecie rozwija się najbardziej dynamicznie. Z roku na rok wartość wytwarzanego PKB oraz nakładów inwestycyjnych systematycznie się powiększa. Oczywiście fakt ten przekłada się na wzrost efektywności produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz spadek kosztu budowy in-

stalacji pozwalających na produkcję tego rodzaju energii. To z kolei powoduje jeszcze szybszy rozwój sektora OZE oraz stanowi impuls do ciągłego zwiększania inwestycji i poziomu innowacyjności w tym obszarze. Należy podkreślić, że w ramach procesów transformacji energetycznej właśnie w sektorze OZE pokładane są największe oczekiwania, jeśli chodzi o wpływ na przemiany społeczno-gospodarcze na świecie. Zakłada się, że rozwój procesów produkcji energii ze źródeł odnawialnych powinien przełożyć się pozytywnie na sytuację milionów ludzi na świecie, którzy cały czas nie mają dostępu do energii elektrycznej. Powszechny dostęp do czystej energii elektrycznej, nie tylko poprawi jakość środowiska, ale również wpłynie na poprawę usług edukacyjnych, czy usług opieki zdrowotnej, których jakość w wielu krajach jest uzależniona od poziomu dostępności energii elektrycznej [143–145].

Jednak największe oczekiwania, jeśli chodzi o oddziaływanie sektora energii odnawialnej, są kierowane w stronę ochrony środowiska. Transformacja energetyczna oparta głównie na wykorzystaniu źródeł energii odnawialnej pozwala na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, które na przestrzeni ostatnich dziesięcioleci najbardziej przyczyniły się do degradacji środowiska naturalnego. Obecnie produkcja energii elektrycznej, jak i cały sektor energetyczny bazują na wykorzystaniu paliw kopalnych, których spalanie odpowiada za większość emisji gazów cieplarnianych. W związku z tym podkreśla się konieczność poprawy procesu produkcji energii, gdzie procesy transformacji energetycznej, w tym źródła energii odnawialnej, mają pozwolić w najbliższych dziesięcioleciach na istotną redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń, co powinno przełożyć się na poprawę stanu środowiska naturalnego [143–145].

Warto wspomnieć, że pomimo trudności związanych z przeprowadzeniem procesów transformacji energetycznej, istnieje wiele determinant sprzyjających ich realizacji. Dodatkowo są one wzmacniane instytucjonalnie przez współpracę krajów na poziomie międzynarodowym oraz tworzone prawodawstwo o charakterze międzynarodowym. W tym przypadku nowo tworzone instytucje oraz prawodawstwo mają zapewnić sprawiedliwy społecznie charakter procesów transformacji energetycznej oraz pozytywny wpływ na realizację celów zrównoważonego rozwoju.

Plany instytucji międzynarodowych są ambitne i zakładają, że w ciągu najbliższych 10 lat procesy transformacji energetycznej wpłyną pozytywnie na zmiany w polityce energetycznej wszystkich krajów [143–145].

W przypadku analizy przebiegu procesów transformacji energetycznej zakłada się, że powinny być one zgodne z celami określonymi w ramach Agendy 2030 na rzecz zrównoważonego rozwoju. Organizacje międzynarodowe wskazują na fakt, że transformacja energetyczna wiąże się z ogromnym wysiłkiem gospodarczym, problemami z akceptacją ze strony społeczeństw, przebudową rynków, prawodawstwa oraz instytucji, które będą łączyły się z nieodnotowanymi do tej pory wydatkami inwestycyjnymi, wdrażaniem nowoczesnych technologii oraz innowacji. Przeprowadzenie procesów transformacji energetycznej opartych w największym stopniu na źródłach energii odnawialnej ma doprowadzić do sytuacji, że do końca 2050 r. będziemy mieli do czynienia z dekarbonizowanym systemem energetycznym [143–145].

Bardzo ważną kwestią jest to, że sektor energii odnawialnej nie może bazować na jednym źródle energii. Siła energetyczna każdego kraju powinna być budowana na mieszkaniu energetycznym, opartym na portfelu energii odnawialnej z różnych źródeł. Oczywiście trzeba wziąć pod uwagę heterogeniczność krajów ze względu na główne źródła energii odnawialnej i możliwości jej produkcji. Dodatkowo produkcja energii odnawialnej mająca zastąpić energię opartą na paliwach kopalnych będzie wymagać od gospodarek ogromnego wyzwania pod względem technologicznym, technicznym, infrastrukturalnym i ekonomicznym, które niosą za sobą wyznawania dotyczące regulacji prawnych, źródeł finansowania inwestycji oraz kwestii społecznych. Wskazuje się przy tym na szansę wysokiego stopnia zaangażowania polityki państwa w kształtowaniu przebiegu procesów transformacji energetycznej. Istnieje bowiem możliwość tak zaplanowanych finansów publicznych, które będą przychylnie wzrostowi prywatnych inwestycji w niezbędną infrastrukturę, co z kolei w długim okresie pozwoli na realizację wyzwań związanych z sektorem energii odnawialnej. Jest to niezwykle istotne, ponieważ nowoczesna infrastruktura jest warunkiem koniecznym dla przebiegu procesów transformacji energetycznej i umożliwi w długim okresie niezachwiany rozwój nowoczesnych



technologii. W związku z tym wydaje się koniecznością ustalanie przez poszczególne kraje długoterminowych strategii energetycznych mających na celu głównie dekarbonizację gospodarek oraz dostosowanie systemów energetycznych do efektywniejszej realizacji celów zrównoważonego rozwoju [143–145].



## Podsumowanie

Sektor OZE jest jedną z najszybciej rozwijających się gałęzi gospodarki na świecie, w tym w Polsce i województwie zachodniopomorskim. Szeroko zakrojone badania w ośrodkach naukowych skutkują wzrostem wydajności pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, jak również spadkiem cen instalacji OZE. Rozwój energetyki odnawialnej jest impulsem do dalszych badań i rozwoju nowych technologii. Oczekuje się, że wraz z ich rozwojem i dalszą rosnącą produkcją ograniczeniu ulegną koszty inwestycyjne, co obecnie stanowi istotną barierę ich wdrażania i rozwoju. Polscy inwestorzy, wbrew rozbudowanej biurokracji, wykazują dużą przedsiębiorczość i aktywność w budowaniu instalacji OZE. Często są to ich własne pomysły usprawniające istniejącą technologię.

Wybrzeże Morza Bałtyckiego i Dolina Odry charakteryzują się dobrymi warunkami „wiatrowymi” w tym znaczeniu, jakie przyjmuje się za korzystne do budowy siłowni elektrycznych na skalę przemysłową.

Natężenie promieniowania słonecznego w pasie nadmorskim osiąga w lecie wartości około  $1000 \text{ W/m}^2$ , dlatego zarówno instalacje solarne cieczowe, jak i fotowoltaiczne mogą być bardzo wydajne. Występuje w tym przypadku korzystna zbieżność okresów intensywności promieniowania z występującym zapotrzebowaniem na ciepłą wodę użytkową w czasie wakacyjnego szczytu turystycznego.

Zasoby geotermalne, stanowiące dla wielu futurologów największe potencjalne źródło energii cieplnej, w obszarze niziny szczecińskiej są szczególnie bogate, a w przewidywalnym okresie planowania gospodarczego – praktycznie niewyczerpywalne.

Rolniczo-przemysłowy charakter województwa oraz duże ilości obszarów leśnych jednoznacznie pokazują, jak ogromne są możliwości regionu w dostarczaniu surowców energetycznych funkcjonujących pod nazwą „biomasa”. Surowce te są traktowane jako szczególnie cenne źródło energii, mogące w znacznym stopniu zastąpić węgiel oraz ograniczyć emisję CO<sub>2</sub> wytwarzanego w wielkich ilościach przez energetykę opartą na surowcach kopalnych. Zasoby energetyczne związane z tym źródłem są dwojakiego rodzaju. Pierwsza grupa to odpady produkcji leśnej i przemysłu drzewnego oraz odpady produkcji rolnej i hodowlanej. Do drugiej należą tzw. rośliny energetyczne, uprawy charakteryzujące się dużymi przyrostami biomasy w procesie wegetacyjnym.

Zasoby wodne, ze względu na nizinny charakter regionu, nie mogą stanowić znaczącego potencjału energetycznego. Jednak ogromna liczba małych rzek i strumieni stwarza możliwości odtwarzania starych i budowania nowych małych elektrowni wodnych, stanowiących ważny element tzw. małej energetyki.

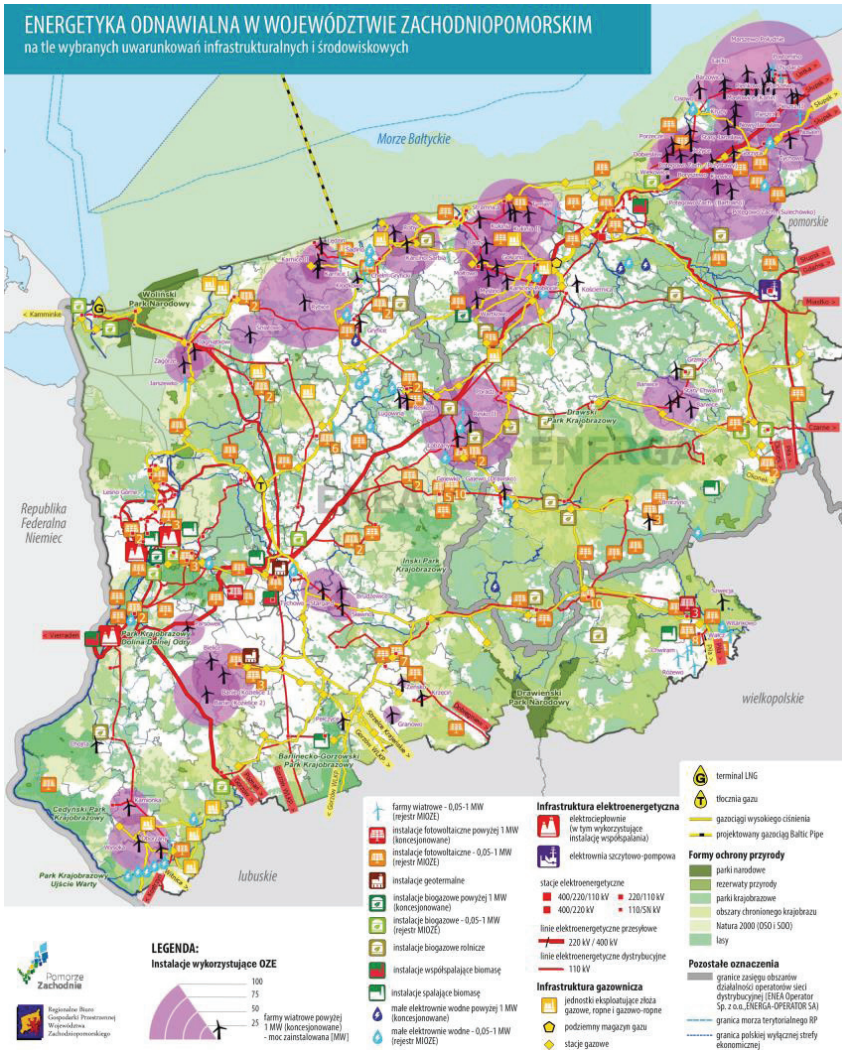
Wzrost produkcji energii przy wykorzystaniu źródeł odnawialnych jest ważnym elementem rozwoju regionów z zachowaniem zasad rozwoju zrównoważonego. Obok dbałości o stan środowiska jest również ważnym czynnikiem podnoszącym konkurencyjność regionów oraz tworzącym możliwości inwestycyjne na obszarach słabo zagospodarowanych gospodarczo, borykających się z problemami bezrobocia oraz niewykorzystujących potencjału rolniczego, leśnego oraz grupy odpadów przemysłowych i komunalnych.

Województwo zachodniopomorskie jest jednym z najbardziej zróżnicowanych wewnętrznie regionów w Polsce. Decyduje o tym wiele czynników np. renta położenia, dzięki której rozwija się gałąź turystyczna w gminach nadmorskich położonych na północy województwa, oraz przygraniczne położenie determinujące rozwój gospodarczy gmin zachodniego pasa granicznego. Jednak nie wszystkie gminy odznaczają się takim wysokim poziomem rozwoju gospodarczego, a ich sytuacja społeczno-gospodarcza kontrastuje z pozostałymi obszarami. Dotyczy to głównie terenów, na których do 1989 r. dominowały państwowe gospodarstwa rolne. Szansą na ich aktywizację gospodarczą jest możliwość podnoszenia atrakcyjności

inwestycyjnej i przyciąganie potencjalnych inwestorów OZE, którzy zasilą region w odnawialne źródła energii, przez co przyczynią się do spadku bezrobocia i wzrostu stopy życiowej mieszkańców (ryc. 57). Wyniki badań pokazują, iż występują duże możliwości inwestycyjne w tym zakresie, a dodatkowym impulsem dla podjęcia tych inwestycji są z pewnością niskie koszty pracy oraz możliwości zagospodarowania grupy osób bezrobotnych zamieszkujących Pomorze Zachodnie [146].

Realizacja celów polityki rozwojowej w zakresie energii odnawialnych pozwoli na poprawę dynamiki rozwoju społeczno-gospodarczego województwa zachodniopomorskiego, a także na osiągnięcie celów polityki krajowej i europejskiej. Bariery do przezwyciężenia są wysokie nakłady inwestycyjne na technologie wykorzystujące OZE. Szansę na ich powodzenie stwarzają fundusze europejskie dostępne w ramach regionalnych programów operacyjnych.

Inwestycje w OZE mogą przynosić korzyści również społeczności lokalnej poprzez wzrost atrakcyjności turystycznej regionu, stworzenie szansy na aktywizację zawodową, szczególnie na obszarach o wysokim stopniu bezrobocia, wzrost konkurencyjności lokalnej gospodarki i jej efektywności energetycznej, pozyskiwanie surowców od lokalnych producentów, głównie rolników (np. słomy, kiszonki czy odpadów tartacznych), stanowiących dla nich dodatkowe źródło dochodu. Kolejne z możliwych atutów ekonomicznych to pobieranie opłat dzierżawnych za np. grunty pod turbinami wiatrowymi czy opłat z tytułu służebności gruntowej w celu zapewnienia dostępu do budowy linii energetycznych, np. łączących turbiny z siecią, obniżenie cen ciepła dla mieszkańców danej miejscowości, powstawanie działek inwestycyjnych w pobliżu ciepłowni i biogazowni z zagwarantowaniem dostarczania ciepła i energii elektrycznej po konkurencyjnych cenach bezpośrednio z tych zakładów, pokrycie przez inwestorów kosztów modernizacji dróg lokalnych, tworzenia nowych linii przesyłowych, elektroenergetycznych i punktów zasilania. Dodatkową korzyść stanowi odprowadzanie przez inwestorów zewnętrznych podatków do budżetu gminy, a w sytuacji gdy gmina jest właścicielem danego obiektu – uzyskiwanie przychodów ze sprzedaży energii przy jednoczesnej rezygnacji przynajmniej z części energii kupowanej z zewnątrz.



**Rycina 57.** Mapa OZE w województwie zachodniopomorskim [147] (podziękowania dla pana Tomasza Furmańczyka za przesłane materiały)

W województwie zachodniopomorskim produkuje się około 5 tys. gigawatogodzin energii elektrycznej, wykorzystując OZE, co stanowi

ponad 82% zapotrzebowania energetycznego województwa. Do końca września 2021 r. łączna moc instalacji OZE na Pomorzu Zachodnim przekroczyła 2000 MW, czyli 18,5% mocy zainstalowanej w kraju. Najwięcej energii z OZE powstaje w powiecie sławieńskim, z mocą zainstalowaną 639,2 MW. Kolejne miejsca zajmują powiaty: kołobrzeski (258,1 MW), kamieński (172,8 MW) i pyrzycki (112 MW). W rankingu gmin – co zrozumiałe – liderami są nadmorskie: gmina wiejska Darłowo (258,6 MW), Malechowo (192,4 MW) i Postomino (137,9 MW). Najwięcej prądu i ciepła z biomasy pozyskuje gmina Szczecin, a z fotowoltaiki gmina miejska Wałcz (15,7 MW) [146]. Dalszy rozwój OZE wpłynie korzystnie na całą gospodarkę województwa zachodniopomorskiego.

Na koniec należy odpowiedzieć na pytanie, czy województwo zachodniopomorskie może być w 100% zasilane prądem i ciepłem z OZE. W 2020 r. zużyto tam 6 TWh energii elektrycznej i 22 PJ ciepła [35], a nasze obliczenia pokazują, że potencjał techniczny to 8 TWh energii elektrycznej i 27 TJ ciepła. Odpowiedź więc brzmi: tak, województwo może być wręcz eksporterem energii. Nowelizacja ustawy odległościowej (w naszych obliczeniach bufor 500 m) pozwoliłoby pozyskać 21 TWh. Jest to znaczna ilość energii w skali całej Polski. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej pozwoli na produkcję jeszcze większej ilości energii odnawialnej z aeroenergetyki.





# Literatura

1. REN21, *Renewables 2022*, Global Status Report.
2. Świąder M., Tokarczyk-Dorociak K., Szewrański S., Kazak J. *Regionalny Program Operacyjny województwa zachodniopomorskiego jako instrument wsparcia w zakresie odnawialnych źródeł energii*, Przegląd Zachodniopomorski, 32(4), 2017.
3. Igliński B., Pietrzak M.B., Kielkowska U. i wsp., *The assessment of renewable energy in Poland on the background of the world renewable energy sector*, Energy 261(5), 125319, 2022.
4. GUS, <http://rbgp.pl/wp-content/uploads/2022/04/Karta-charakterystyki-energetycznej-III-kw.2021.pdf> (dostęp 22.06.22).
5. <https://www.twojapogoda.pl/wiadomosc/2022-08-14/polska-zmienia-sie-w-szklarnie-nie-dosc-ze-goraco-to-jeszcze-parno-i-duszno-jak-dlugo-tak-będzie> (dostęp 14.08.22)
6. <https://wyborcza.pl/AkcjeSpecjalne/7,176957,26529944,smog-na-liscie-naj-wiekszych-zagrozen-zdrowotnych-wg-who-dlaczego.html> (dostęp 22.06.22).
7. Popkiewicz M., *Zrozumieć transformację energetyczną*, Wyd. Sonia Draga Post factum, Warszawa 2022.
8. Kondracki J., *Geografia regionalna Polski*, Wyd. PWN, Warszawa 2000.
9. [szczecin.stat.gov.pl/dane-o-województwie](http://szczecin.stat.gov.pl/dane-o-województwie) (dostęp 05.06.22).
10. Igliński B., Buczkowski R., Cichosz M., *Technologie bioenergetyczne*, Wyd. UMK, Toruń 2009.
11. Buczkowski R., Igliński B., Cichosz M. i wsp., *Biomasa w energetyce*, Wyd. UMK, Toruń 2012.
12. Demirbaş M.F., Balat M., Balat H., *Potential contribution of biomass to the sustainable energy development*, Energy Conversion&Management 50, 1746–1760, 2009.

13. Igliński B., Buczkowski R., *Wykorzystywanie biomasy na cele energetyczne w Polsce*, VI Dni Energii Odnawialnej: powiat brodnicki 2014, 53–72, Polskie Wydawnictwo Reklamowe, Toruń 2014.
14. Piechota G., Igliński B., *Biomethane in Poland – current status, potential, perspective and development*, *Energies* 14, 1517, 2021.
15. [www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/8108,Instalacje-odnawialnych-zrodel-energii-stan-na-31-grudnia-2021-r.html](http://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/8108,Instalacje-odnawialnych-zrodel-energii-stan-na-31-grudnia-2021-r.html) (dostęp 18.06.22).
16. [www.kowr.gov.pl/uploads/pliki/DI/Biokomponenty\\_i\\_biopaliwa/W/Rejestr\\_wytworcow\\_2022.07.19.pdf](http://www.kowr.gov.pl/uploads/pliki/DI/Biokomponenty_i_biopaliwa/W/Rejestr_wytworcow_2022.07.19.pdf) (dostęp 18.06.22).
17. Igliński B., *Badanie sektora energii odnawialnej w Polsce: potencjał techniczny, badania ankietowe, analiza SWOT, analiza PEST*, Wyd. UMK, Toruń 2019.
18. FundEko, *Określenie zasadności finansowania projektów z zakresu poprawy efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii na terenie województwa zachodniopomorskiego w ramach instrumentów zwrotnych*, Warszawa–Szczecin 2010.
19. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Elektrownia\\_Szczecin](https://pl.wikipedia.org/wiki/Elektrownia_Szczecin) (dostęp 19.06.22).
20. <https://energiapress.pl/news/3451/elektrownia-dolna-odra-z-certyfikatem-dla-zeroemisyjnej-biomasy> (dostęp 19.06.22).
21. <https://ecogenerator.eu> (dostęp 20.06.22).
22. Rejestr wytwórców biogazu rolniczego aktualizacja z dnia 14.07.2022 r.pdf (dostęp 20.06.22).
23. GUS, *Rocznik statystyczny leśnictwa*, Warszawa 2021.
24. Ministerstwo Środowiska, *Krajowy program zwiększania lesistości*, Warszawa 2003.
25. Ratajczak E., Szostak A., Bidzińska G., *Drewno użytkowe w Polsce*, Wyd. Instytutu Technologii Drewna, Poznań 2003.
26. GUS, *Rocznik statystyczny województw*, Warszawa 2021.
27. Jasiulewicz M., *Potencjał biomasy w Polsce*, Wyd. Politechniki Koszalińskiej, Koszalin 2010.
28. Gradziuk P., *Ekonomiczne i ekologiczne aspekty wykorzystania słomy na cele energetyczne w lokalnych systemach grzewczych*, *Acta Agrophysica* 3(8), 591–601, 2006.
29. Sobczyk W., *Plonowanie wierzby wiciowej – w świetle badań*, *Polityka Energetyczna* 10, 547–555, 2007.
30. Igliński B., *Potencjał energetyczny biomasy na gruntach ugorowanych i nieużytkach w Polsce*, *Inżynieria i Ochrona Środowiska* 1(21), 89–87, 2018.
31. GUS, *Rocznik statystyczny rolnictwa*, Warszawa 2021.

32. Kutera J., Hus S., *Rolnicze oczyszczanie i wykorzystanie ścieków i gnojowicy*, Wyd. Akademii Rolniczej we Wrocławiu, Wrocław 1998.
33. GUS, *Ochrona środowiska 2021*, Warszawa 2021.
34. Igliński B., Piechota G., Iwański P. i wsp., *15 years of the Polish agricultural biogas plants: their history, current status, biogas potential and perspectives*, *Clean Technology and Environmental Policy* 2(20), 281–307, 2020.
35. Barbera E., Menegon S., Banzato D. i wsp., *From biogas to biomethane: A process simulation-based techno-economic comparison of different, upgrading technologies in the Italian context*. *Renewable Energy* 135, 663–673, 2009.
36. GUS, *Zużycie paliw i nośników energii w 2020 r.*, Warszawa 2021.
37. Igliński B., Buczkowski R., *Potencjał techniczny i możliwości wykorzystania biogazu utylizacyjnego na przykładzie województwa warmińsko-mazurskiego*, *Rynek Energii* 4(131), 56–62, 2017.
38. Kundzewicz Z.W., *Gdyby mała wody miarka... Zasoby wodne dla trwałego rozwoju*, PWN, Warszawa 2000.
39. Świątała F. (red.), *Elektrownia wodna w systemie elektroenergetycznym*, Wyd. Uczelniane Politechniki Lubelskiej, Lublin 1989.
40. Igliński B., *Hydro energy in Poland: the history, current state, potential, SWOT analysis, environmental aspects*, *International Journal of Energy and Water Resources* 1(3), 61-72, 2019.
41. Świątek M., *Mała energetyka wodna na Pomorzu Zachodnim – historia i współczesność*, *Annales Universitatis Paedagogicae Cracoviensis Studia Geographica* X, 166–178, 2016.
42. Rzymyszkiewicz P., Igliński B., Buczkowski R., Piechota G., *Przyszłość energetyczna województwa kujawsko-pomorskiego*, Wyd. UMK, Toruń 2012.
43. Świątek M., Cedro A., *Odnawialne źródła energii w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem województwa zachodniopomorskiego*, Wyd. ZAPOL, Szczecin 2017.
44. [eregion.wzp.pl](http://eregion.wzp.pl) (dostęp 25.06.22).
45. Dębowska S., *Wysokości względne*, w: *Atlas zasobów i zagrożeń klimatycznych Pomorza*, red. Cz. Koźmiński, B. Michalska, AR w Szczecinie, Szczecin, 2, 2004.
46. Gutry-Korycka M., Sadurski A., Kundzewicz Z. i wsp., *Zasoby wodne i ich wykorzystanie*, *Nauka* 1, 77–98, 2014.
47. Witek W., *Zabytkowe młyny i wiatraki*, Stowarzyszenie Konserwatorów Zabytków, Oddział w Szczecinie, Zabytkowe młyny i wiatraki, [skz.szczecin.pl](http://skz.szczecin.pl) (dostęp 27.06.22).

48. <https://globenergia.pl/zmodernizowana-elektrownia-wodna-oddana-do-uzytku> (dostęp 28.06.22).
49. <https://energa-wytwarzanie.pl> (dostęp 30.06.22).
50. <http://forsal.pl/artykuly/1090120,polska-ma-zasoby-wodne-porownywalne-do-egiptu.html> (dostęp 30.06.22).
51. Woś A., *ABC meteorologii*, Wyd. Naukowe UAM, Poznań 2005.
52. Buczkowski R., Igliński B., Cichosz M., *Technologie aeroenergetyczne*, Wyd. UMK, Toruń 2014.
53. Igliński B., Iglińska A., Koziński G. i wsp., *Wind energy in Poland: history, current state, surveys, Renewable Energy Sources Act, SWOT analysis*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 64, 19–33, 2016.
54. Global Wind Energy Council, *Capturing green recovery opportunities from wind power in developing economies*, 2022, <https://gwec.net/report-capturing-green-recovery-opportunities-from-wind-power-in-emerging-economies> (dostęp 02.07.2022).
55. Raport PSEW, *Polska energetyka wiatrowa 4.0*, <http://psew.pl/polska-energetyka-wiatrowa-4-0-nowy-raport-2022> (dostęp 03.07.2022).
56. <http://psew.pl/biblioteka/raporty> (dostęp 04.07.2022).
57. Gloger Z., *Encyklopedia Staropolska Ilustrowana*, t.4, Druk. P. Laskauera i S-ki, Warszawa 1903.
58. Chomać-Pierzecka E., Sobczak A., Soboń D., *Wind energy market in Poland in the background of the Baltic Sea bordering countries in the Era of the COVID-19 Pandemic*, *Energies* 15(7), 2470, 2022.
59. Optymalizacja rozwoju krajowego łańcucha dostaw morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Warszawa 2021, [https://jagiellonski.pl/files/other/21-07-27\\_Raport\\_Krajowy\\_YaYcuch\\_dostaw\\_dla\\_MEW.pdf](https://jagiellonski.pl/files/other/21-07-27_Raport_Krajowy_YaYcuch_dostaw_dla_MEW.pdf) (dostęp 06.07.2022).
60. Koźmiński C., Michalska B., Czarnecka M., *Klimat województwa zachodniopomorskiego, wyd. drugie poszerzone*. ZAPOL, Szczecin 2012.
61. [www.iea.org](http://www.iea.org) (dostęp 08.07.2022).
62. Zabytkowe młyny i wiatraki ([skz.szczecin.pl](http://skz.szczecin.pl)) (dostęp 09.07.2022).
63. <http://www.infodarlowo.pl/echo,artykul271.html> (dostęp 09.07.2022).
64. Gielnik A., Rosicki R., *Energetyka wiatrowa w Polsce – możliwości rozwoju i zagrożenia*, Uniwersytet Adama Mickiewicza, Poznań 2013.
65. [www.rynekelektryczny.pl/najwieksze-farmy-wiatrowe-w-polsce](http://www.rynekelektryczny.pl/najwieksze-farmy-wiatrowe-w-polsce) (dostęp 11.07.2022).
66. <http://inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl/inwestycja/farma-wiatrowa-banie-i-kozielice> (dostęp 11.07.2022).

67. [www.elmontgrupa.pl/farma-wiatrowa-banie-iv](http://www.elmontgrupa.pl/farma-wiatrowa-banie-iv) (dostęp 12.07.2022).
68. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Farma\\_Wiatrowa\\_Zag%C3%B3rze](https://pl.wikipedia.org/wiki/Farma_Wiatrowa_Zag%C3%B3rze) (dostęp 12.07.2022).
69. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Farma\\_wiatrowa\\_%C5%9Aniatowo](https://pl.wikipedia.org/wiki/Farma_wiatrowa_%C5%9Aniatowo) (dostęp 12.07.2022).
70. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Farma\\_Wiatrowa\\_Tychowo](https://pl.wikipedia.org/wiki/Farma_Wiatrowa_Tychowo) (dostęp 12.07.2022).
71. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Farma\\_Wiatrowa\\_Kamionka](https://pl.wikipedia.org/wiki/Farma_Wiatrowa_Kamionka) (dostęp 12.07.2022).
72. <http://www.cibetreenergy.pl/index.php/pl/oze/wiatr/realizacje-2.html> (dostęp 12.07.2022).
73. <https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spiecie/farma-wiatrowa-ox2-o-mocy-57-mw-wygrala-w-aukcji-oze> (dostęp 14.07.2022).
74. [www.rp.pl/biznes/art11444881-w-karwicach-ruszyla-farma-wiatrowa-o-mocy-40-mw](http://www.rp.pl/biznes/art11444881-w-karwicach-ruszyla-farma-wiatrowa-o-mocy-40-mw) (dostęp 14.07.2022).
75. <https://filarybiznesu.pl/kolejne-wiatraki-nad-baltykiem-pge-uruchomila-43-turbiny-o-mocy-100mw/a4697> (dostęp 16.07.2022).
76. [www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/onde-ma-umowe-na-prace-przy-farmie-wiatrowej-warte-24-mln-zl](http://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/onde-ma-umowe-na-prace-przy-farmie-wiatrowej-warte-24-mln-zl) (dostęp 14.07.2022).
77. <https://sozosfera.pl/zielona-energia/powstana-trzy-farmy-wiatrowe> (dostęp 14.07.2022).
78. [www.szczecin.uw.gov.pl/?type=article&action=view&id=12419](http://www.szczecin.uw.gov.pl/?type=article&action=view&id=12419) (dostęp 17.07.2022).
79. <https://szczecinek.naszemiasto.pl/kasa-za-wiatraki-co-otrzymaja-wsie-gminy-bialy-bor-od/ar/c1-8299340> (dostęp 17.07.2022).
80. Uchwała nr XI/234/16 Sejmiku Województwa Zachodniopomorskiego z dnia 26 kwietnia 2016 r. w sprawie przyjęcia stanowiska dotyczącego projektu ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.
81. Czapliński P., *Problemy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na południowym Bałtyku*, Prace Komisji Geografii Przemysłu Polskiego Towarzystwa Geologicznego 3 (30), 173–184, 2016, [www.mir.gov.pl/Gospodarka\\_Morska/Pozwolenia/Documents/Mapa\\_potencjalnych\\_miejsc\\_farmy\\_wiatrowe.pdf](http://www.mir.gov.pl/Gospodarka_Morska/Pozwolenia/Documents/Mapa_potencjalnych_miejsc_farmy_wiatrowe.pdf) (dostęp: 18.07.2022)
82. [www.mir.gov.pl/Gospodarka\\_Morska/Pozwolenia/Documents/Mapa\\_potencjalnych\\_miejsc\\_farmy\\_wiatrowe.pdf](http://www.mir.gov.pl/Gospodarka_Morska/Pozwolenia/Documents/Mapa_potencjalnych_miejsc_farmy_wiatrowe.pdf) (dostęp: 18.07.2021).
83. Pomorskie Biuro Planowania Regionalnego, *Założenia przestrzenne rozwoju odnawialnych źródeł energii w województwie pomorskim*, Słupsk 2015.
84. [www.mir.gov.pl/Gospodarka\\_Morska/Pozwolenia/Documents/Mapa\\_potencjalnych\\_miejsc\\_farmy\\_wiatrowe.pdf](http://www.mir.gov.pl/Gospodarka_Morska/Pozwolenia/Documents/Mapa_potencjalnych_miejsc_farmy_wiatrowe.pdf) (dostęp: 20.07.2022).

85. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz.U. 2016 poz. 961).
86. Drozdowski H., *Fizyczny obraz świata*, Wyd. Naukowe UAM, Poznań 2007.
87. Igliński B., Buczkowski R., Cichosz M. i wsp., *Technologie helioenergetyczne*, Wyd. UMK, Toruń 2013.
88. Lis K., *Jak tanio zbudować kolektor słoneczny?*, Wyd. EscapeMagazine.pl, Toruń 2010.
89. IEO, *Rynek fotowoltaiki w Polsce*, Warszawa 2022.
90. Lorenc H., *Atlas klimatu Polski*, IMGW, Warszawa 2000.
91. <https://wysokienapiecie.pl/73106-rzad-pilnie-bierze-sie-za-taryfy-na-gaz-i-obligo-gieldowe> (dostęp 23.07.2022).
92. <https://e-stargard.pl/wiadomosci/pokaz/20742,czerpiemy-energie-ze-slonca> (dostęp 23.07.2022).
93. <https://wiadomosci.szczecin.eu/artukul/inwestycje/szczecin-energia-solar-na-stoi> (dostęp 24.07.2022).
94. <https://prestizszczecin.pl/dodatek/23/biznes/szczecin-stawia-na-energie-ze-slonca> (dostęp 24.07.2022).
95. <https://magazynbiomasa.pl/farma-fotowoltaiczna-choszczono-ii-zakonczona-inwestycja-taurona> (dostęp 24.07.2022).
96. <https://rencraft.eu/realizacje/elektrownia-fotowoltaiczna-400-kw-park-wodny-koszalin> (dostęp 25.07.2022).
97. [www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/31521/w-woj-zachodniopomorskim-przybedzie-fotowoltaiki](http://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/31521/w-woj-zachodniopomorskim-przybedzie-fotowoltaiki) (dostęp 26.07.2022).
98. <https://rpo.wzp.pl/wiadomosci/walcz-stawia-na-energie-ze-slonca-powstanie-elektrownia-fotowoltaiczna> (dostęp 26.07.2022).
99. [www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/24503/parafia-w-szczecinie-zainwestuje-w-fotowoltaike](http://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/24503/parafia-w-szczecinie-zainwestuje-w-fotowoltaike) (dostęp 27.07.2022).
100. [ww.rpo.wzp.pl/projekty/budowa-instalacji-fotowoltaicznej-drogadywersyfikacji-zrodel-energii-parafii-pw-milosierdzia-bozego-w-szczecinie#&gid=1&pid=5](http://ww.rpo.wzp.pl/projekty/budowa-instalacji-fotowoltaicznej-drogadywersyfikacji-zrodel-energii-parafii-pw-milosierdzia-bozego-w-szczecinie#&gid=1&pid=5) (dostęp 28.07.2022).
101. <https://www.gramwzielone.pl/dom-energooszczedny/28076/szkola-w-zukowie-z-systemem-automatyki-budynkowej-i-pv> (dostęp 28.07.2022).
102. <https://mapadotacji.gov.pl/projekty/781255> (dostęp 29.07.2022).
103. <https://szczecin.stat.gov.pl/dane-o-wojewodztwie/wojewodztwo/informacje-o-wojewodztwie> (dostęp 29.07.2022).
104. Igliński B., Buczkowski R., Cichosz M., Piechota G., *Technologie geoenergetyczne*, Wyd. UMK, Toruń 2010.

105. Oniszk-Popławska A., *Ciepło z wnętrza Ziemi*, EC BREC/IMBER, Gdańsk–Warszawa 2003.
106. Igliński B., Buczkowski R., Kujawski W. i wsp., *Geoenergy in Poland*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(5), 2545–2557, 2012.
107. Szewczyk J., Gientka D., *Terrestrial heat flow in Poland – a new approach*, *Geological Quarterly* (1)53, 125-140, 2009.
108. <https://wysokienapiecie.pl/71786-czego-potrzebuje-geotermia-w-polsce> (dostęp 31.07.2022).
109. <https://old.radiolodz.pl/posts/77165-rozpozczela-sie-budowa-cieplowni-geotermalno-biomasowej-w-sieradzu> (dostęp 01.08.2022).
110. <https://wysokienapiecie.pl/72478-termomodernizacja-domow-pilnie-potrzebna> (dostęp 01.08.2022).
111. <http://wsm.szczecin.pl/wody-geotermalne-jako-przyszlosc-energetyczna> (dostęp 01.08.2022).
112. <https://wysokienapiecie.pl/71786-czego-potrzebuje-geotermia-w-polsce> (dostęp 04.08.2022).
113. [www.gov.pl/web/klimat/mapa-drogowa-rozwoju-geotermii-w-polsce](http://www.gov.pl/web/klimat/mapa-drogowa-rozwoju-geotermii-w-polsce) (dostęp 04.08.2022).
114. <https://portpc.pl/raporty> (dostęp 07.08.2022).
115. Sowizdżał A., *Potencjał geotermalny niecki szczecińskiej*, AGH w Krakowie, GEOS, Kraków 2012.
116. Miecznik M., Sowizdżał A., Tomaszewska B., Pająk L. *Modelling geothermal conditions in part of the Szczecin Trough – the Chociwel area*, *Geologos* 21, 187–197, 2015.
117. <https://globenergia.pl/geotermia-pyrzyce-druga-najstarsza-cieplownia-geotermalna-w-polsce> (dostęp 05.08.2022).
118. [http://geotermia.inet.pl/asp/pl\\_start.asp?typ=14&menu=27&strona=1&sub=26](http://geotermia.inet.pl/asp/pl_start.asp?typ=14&menu=27&strona=1&sub=26) (dostęp 07.08.2022).
119. <http://wsm.szczecin.pl/wody-geotermalne-jako-przyszlosc-energetyczna> (dostęp 07.08.2022).
120. <https://www.gterm.pl> (dostęp 09.08.2022).
121. Buczkowski R., Igliński B., *Fizykochemiczna analiza solanki z instalacji „Geotermia Stargard”*, Toruń 2012.
122. [www.rm24.pl/regiony/szczecin/news-geotermia-w-szczecinie-ma-powstac-spolka-ktorej-zadaniem-bed,nId,5937793#crp\\_state=1](http://www.rm24.pl/regiony/szczecin/news-geotermia-w-szczecinie-ma-powstac-spolka-ktorej-zadaniem-bed,nId,5937793#crp_state=1) (dostęp 11.08.2022).

123. [https://www.rmf24.pl/regiony/szczecin/news-geotermia-w-szczecinie-ma-powstac-spolka-ktorej-zadaniem-bed,nId,5937793#crp\\_state=1](https://www.rmf24.pl/regiony/szczecin/news-geotermia-w-szczecinie-ma-powstac-spolka-ktorej-zadaniem-bed,nId,5937793#crp_state=1) (dostęp 11.08.2022).
124. [gramwzielone.pl/trendy/105891/hasco-lek-z-dofinansowaniem-na-geotermie](http://gramwzielone.pl/trendy/105891/hasco-lek-z-dofinansowaniem-na-geotermie) (dostęp 11.08.2022).
125. <https://portpc.pl> (dostęp 11.08.2022).
126. <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/kultura-turystyka-sport/kultura/dzialalnosc-centrow-kultury-domow-kultury-osrodkow-kultury-klubow-i-swietlic-w-2021-roku,9,5.html> (dostęp 14.08.2022).
127. Urząd Statystyczny w Szczecinie, *Turystyka w województwie zachodniopomorskim w 2021 r.*, Szczecin 2022.
128. <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/kultura-turystyka-sport> (dostęp 16.08.2022).
129. <https://dombezechunkow.com> (dostęp 17.08.2022).
130. <https://dombezechunkow.com/budynki-referencyjne/dom-jednorodzinny-w-szczecinku> (dostęp 17.08.2022).
131. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Pojazd\\_elektryczny](https://pl.wikipedia.org/wiki/Pojazd_elektryczny) (dostęp: 21.08.2028 r.).
132. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Camille\\_Jenatzy#/media/Plik:Jamais\\_contente\\_parade.jpg](https://pl.wikipedia.org/wiki/Camille_Jenatzy#/media/Plik:Jamais_contente_parade.jpg) (dostęp: 21.08.2022).
133. Polska Agencja Inwestycji i Handlu, *Elektromobilność w Polsce. Inwestycje, trendy, zatrudnienie, raport 2021*, [www.paih.gov.pl/20220413/premiera-raportu-branzowego-elektromobilnosc\\_w\\_polsce](http://www.paih.gov.pl/20220413/premiera-raportu-branzowego-elektromobilnosc_w_polsce) (dostęp: 22.08.2022).
134. [www.torun.pl/pl/elektryki-juz-w-toruniu](http://www.torun.pl/pl/elektryki-juz-w-toruniu) (dostęp: 07.06.2022).
135. <https://swiatoze.pl/elektromobilnosc-rosnie-w-sile-wiecej-elektrykow-wiecej-stacji-ladowania> (dostęp: 23.08.2022).
136. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Tramwaje\\_w\\_Polsce](https://pl.wikipedia.org/wiki/Tramwaje_w_Polsce) (dostęp: 23.08.2022).
137. <http://elektromobilnosc.pl/2018/02/04/nunc-hendrerit-egestas-amus-ad-arcu-im-usa> (dostęp: 28:09.2022).
138. <https://optimalenergy.pl/stacje-ladowania-samochodow-elektrycznych/mapa-stacji-ladowania/szczecin> (dostęp: 28:09.2022).
139. GUS, Transport – wyniki działalności w 2020 r., Szczecin 2021 (dostęp: 23.08.2022).
140. <https://gs24.pl/szczecinska-kolej-metropolitalna-ruszy-dopiero-w-2024-roku-to-juz-pewne-zdjecia/ar/c3-16443693> (dostęp: 28:09.2022).
141. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Tramwaje\\_w\\_Szczecinie](https://pl.wikipedia.org/wiki/Tramwaje_w_Szczecinie) (dostęp: 23.08.2022).
142. <https://gs24.pl/elektryczne-hulajnogi-w-szczecinie-ile-to-kosztuje-jakie-sa-zasady/ar/c3-14501569> (dostęp: 24.08.2022).



143. Pietrzak M.B., Igliński B., Kujawski W., Iwański P., *Energy transition in Poland – assessment of the renewable Energy sector*, *Energies* 14(8), 2046, 2021.
144. Igliński B., Pietrzak M.B., Kiełkowska U. i wsp., *How to meet the Green Deal objectives – is it possible to obtain 100% RES at the regional level in the UE?*, *Energies* 15, 2296, 2022.
145. Zarębski P., *Uwarunkowania rozwoju produkcji energii ze źródeł odnawialnych w województwie zachodniopomorskim*, *Stowarzyszenie Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu, Roczniki Naukowe* 12(4), 398–402.
146. [http://rbgp.pl/wp-content/uploads/2022/07/karta-ENERGETYKI\\_IVkw\\_2021r-2.pdf](http://rbgp.pl/wp-content/uploads/2022/07/karta-ENERGETYKI_IVkw_2021r-2.pdf) (dostęp: 24.08.2022).
147. <https://samorząd.pap.pl/kategoria/jak-robia-inni/zachodniopomorskie-krajowym-liderem-w-produkcji-zielonej-energii> (dostęp: 24.08.2022).