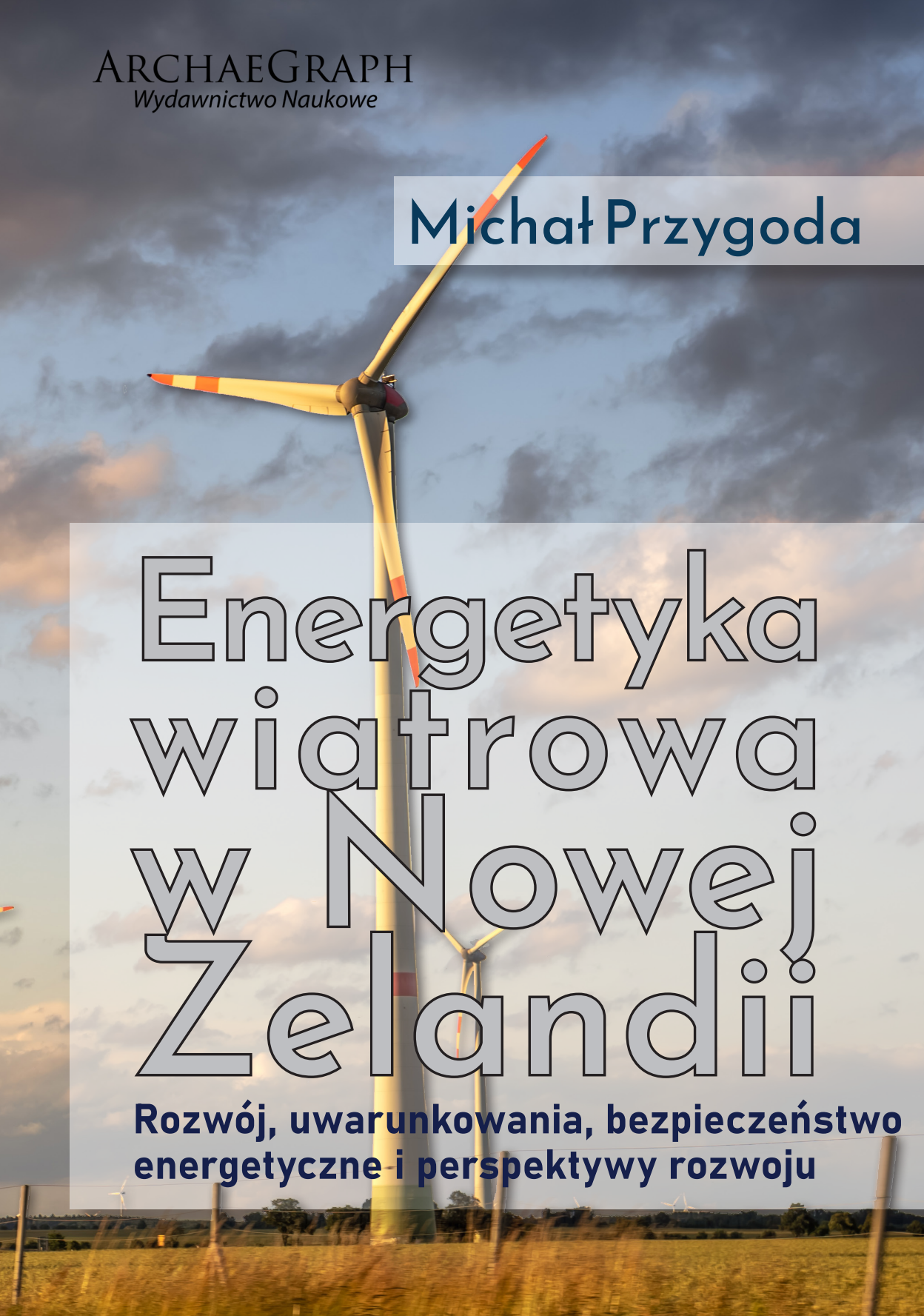
ARCHAEGRAPH
Wydawnictwo Naukowe

Michał Przygoda



Energetyka wiatrowa w Nowej Zelandii

Rozwój, uwarunkowania, bezpieczeństwo energetyczne i perspektywy rozwoju

Energetyka wiatrowa w Nowej Zelandii

Rozwój, uwarunkowania, bezpieczeństwo energetyczne i perspektywy rozwoju

Michał Przygoda

ARCHAEGRAPH
Wydawnictwo Naukowe

Michał Przygoda



Energetyka wiatrowa w Nowej Zelandii

Rozwój, uwarunkowania, bezpieczeństwo energetyczne i perspektywy rozwoju

Autor
Michał Przygoda, ORCID: 0000-0002-2627-2886
WYDZIAŁ NAUK SPOŁECZNYCH I INFORMATYKI, AKADEMIA WSB-NLU
UL. GRUNWALDZKA 17, 33-300 NOWY SĄCZ

Recenzja naukowa
dr Aleksandra Maciocha

Korekta, skład i projekt okładki
Karol Łukomiak

© Copyright by authors & ArchaeGraph

ISBN: 978-83-69024-13-4

Wersja elektroniczna dostępna na stronie internetowej wydawcy:
www.archaegraph.pl

ARCHAEGRAPH
Wydawnictwo Naukowe

ŁÓDŹ-STAROWA GÓRA 2026

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie 7

Rozdział 1
Uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii 12

1.1. Uwarunkowania geograficzne i klimatyczne 12
1.2. Potencjał i przestrzenne zróżnicowanie zasobów wiatrowych 15
1.3. Charakterystyka systemu elektroenergetycznego Nowej Zelandii 18
1.4. Odnawialne źródła energii w krajowym miksie energetycznym 21
1.5. Znaczenie energetyki wiatrowej dla transformacji energetycznej państwa 23

Rozdział 2
Rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii 27

2.1. Geneza i początki wykorzystania energetyki wiatrowej 27
2.2. Etapy rozwoju sektora energetyki wiatrowej 30
2.3. Najważniejsze farmy wiatrowe i ich znaczenie dla krajowego systemu energetycznego 34
2.4. Rozwój technologiczny i zmiany parametrów nowozelandzkich farm wiatrowych 36
2.5. Obecny stan i dynamika rozwoju sektora 38

Rozdział 3
Techniczne i ekonomiczne aspekty rozwoju energetyki wiatrowej 43

3.1. Technologie stosowane w nowozelandzkiej energetyce wiatrowej 43
3.2. Proces przygotowania i realizacji inwestycji w farmę wiatrową 47
3.3. Budowa, eksploatacja i utrzymanie farm wiatrowych 51
3.4. Ekonomiczne uwarunkowania inwestycji w energetykę wiatrową 54
3.5. Infrastruktura, logistyka i łańcuch dostaw 56

Rozdział 4
Prawne, środowiskowe i społeczne uwarunkowania energetyki wiatrowej 62

4.1. Prawne i administracyjne podstawy rozwoju energetyki wiatrowej 62
4.2. Proces inwestycyjny, planowanie przestrzenne i uzyskiwanie zezwoleń 65
4.3. Oddziaływanie farm wiatrowych na środowisko naturalne 67
4.4. Społeczna akceptacja energetyki wiatrowej i konflikty lokalizacyjne 69
4.5. Māori i społeczności lokalne w procesie rozwoju energetyki wiatrowej 71

Rozdział 5
Bezpieczeństwo pracy w sektorze energetyki wiatrowej 75

5.1. System bezpieczeństwa i higieny pracy w Nowej Zelandii 75
5.2. Zagrożenia i ryzyka podczas budowy farm wiatrowych 78
5.3. Bezpieczeństwo podczas montażu, transportu i operacji dźwigowych 80
5.4. Bezpieczeństwo podczas eksploatacji, serwisu i prac elektrycznych 82
5.5. Zarządzanie bezpieczeństwem, reagowanie awaryjne i kultura HSE 85

Rozdział 6
Energetyka wiatrowa a bezpieczeństwo energetyczne Nowej Zelandii 92

6.1. Bezpieczeństwo energetyczne Nowej Zelandii – uwarunkowania i wyzwania 92
6.2. Energetyka wiatrowa jako element dywersyfikacji źródeł energii 95
6.3. Integracja energetyki wiatrowej z krajowym systemem elektroenergetycznym 98
6.4. Zmienność produkcji, bilansowanie systemu i magazynowanie energii 102
6.5. Znaczenie energetyki wiatrowej dla odporności i niezależności energetycznej państwa 105

Rozdział 7
Perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii do 2050 roku 111

7.1. Polityka energetyczna i klimatyczna a przyszłość energetyki wiatrowej 111
7.2. Perspektywy rozwoju lądowej energetyki wiatrowej 115
7.3. Potencjał i perspektywy morskiej energetyki wiatrowej 118
7.4. Bariery i wyzwania dalszego rozwoju sektora 122
7.5. Scenariusze rozwoju energetyki wiatrowej do 2050 roku 125

Zakończenie 132

Bibliografia 140

WPROWADZENIE

Transformacja współczesnych systemów energetycznych należy do najważniejszych procesów gospodarczych, technologicznych i społecznych zachodzących w pierwszych dekadach XXI wieku. Konieczność ograniczania emisji gazów cieplarnianych, wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, postępująca elektryfikacja transportu i przemysłu, rozwój technologii magazynowania energii oraz potrzeba zapewnienia bezpieczeństwa dostaw powodują stopniową zmianę sposobu funkcjonowania krajowych systemów energetycznych. Jednym z podstawowych elementów tego procesu jest rozwój odnawialnych źródeł energii, wśród których szczególne znaczenie uzyskała energetyka wiatrowa.

Energia wiatru jest obecnie wykorzystywana na skalę przemysłową zarówno w instalacjach lądowych, jak i morskich. Rozwój technologiczny turbin, zwiększenie średnicy wirników i wysokości wież, poprawa systemów sterowania oraz doświadczenia zdobyte podczas realizacji kolejnych generacji projektów umożliwiły wykorzystanie zasobów wiatrowych na obszarach, które wcześniej nie były postrzegane jako ekonomicznie atrakcyjne. Jednocześnie rozwój energetyki wiatrowej nie może być rozpatrywany wyłącznie jako zagadnienie techniczne. Budowa i eksploatacja farm wiatrowych wiąże się z problematyką funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, bezpieczeństwa energetycznego, ochrony środowiska, zagospodarowania przestrzennego, akceptacji społecznej, ekonomiki inwestycji oraz bezpieczeństwa i higieny pracy.

Szczególnie interesującym przykładem państwa wykorzystującego odnawialne źródła energii jest Nowa Zelandia. Jej system elektroenergetyczny znacząco różni się od systemów funkcjonujących w wielu rozwiniętych gospodarkach. Wynika to przede wszystkim z wysokiego udziału źródeł odnawialnych, historycznie silnej pozycji hydroenergetyki oraz energetyki geotermalnej, a także korzystnych warunków naturalnych umożliwiających wykorzystanie energii wiatru. Jednocześnie

geograficzne położenie kraju, podział na dwie główne wyspy, rozmieszczenie ośrodków wytwarzania i konsumpcji energii oraz ograniczenia infrastruktury przesyłowej tworzą specyficzne wyzwania dla bezpieczeństwa i stabilności systemu elektroenergetycznego. Skala wykorzystania odnawialnych źródeł energii jest jednym z najbardziej charakterystycznych elementów nowozelandzkiej energetyki. Według danych Ministry of Business, Innovation and Employment w 2024 roku 85,5% energii elektrycznej w Nowej Zelandii pochodziło ze źródeł odnawialnych (MBIE 2025). Wskaźnik ten został osiągnięty pomimo niekorzystnych warunków hydrologicznych, które doprowadziły do spadku produkcji energii w elektrowniach wodnych. Produkcja hydroenergetyczna wyniosła w 2024 roku 23 490 GWh i była najniższa od 2013 roku. Pokazuje to zarówno znaczenie hydroenergetyki dla systemu, jak i podatność krajowego bilansu elektroenergetycznego na zmienność warunków hydrologicznych.

Sytuacja ta ma bezpośrednie znaczenie dla oceny roli energetyki wiatrowej. Dywersyfikacja odnawialnych źródeł energii może bowiem ograniczać część ryzyka wynikającego z nadmiernej zależności systemu od jednego rodzaju zasobu naturalnego. W okresach ograniczonej dostępności zasobów wodnych większa produkcja energii z wiatru, geotermii lub energii słonecznej może częściowo kompensować spadek generacji hydroenergetycznej. Nie oznacza to oczywiście pełnej substytucyjności poszczególnych technologii. Każde źródło charakteryzuje się odmiennym profilem produkcji, przewidywalnością, dyspozycyjnością oraz wpływem na funkcjonowanie sieci. Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego znaczenie ma więc nie tylko wielkość zainstalowanej mocy, lecz również wzajemna komplementarność poszczególnych technologii.

Rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii wyraźnie przyspieszył w ostatnich latach. Według MBIE moc zainstalowana w energetyce wiatrowej wzrosła z około 688 MW w 2020 roku do około 1265 MW w 2024 roku, a więc niemal dwukrotnie w ciągu czterech lat (MBIE 2025). Do wzrostu przyczyniło się uruchomienie nowych projektów, w szczególności farm Harapaki, Kaiwera Downs, Turitea oraz Waipipi. Tylko farma Harapaki zwiększyła krajowy potencjał wytwórczy o około 176 MW. Równolegle zwiększa się produkcja energii elektrycznej z wiatru. W 2024 roku osiągnęła ona rekordową wartość 3919 GWh, co oznaczało wzrost o 22% w stosunku do roku poprzedniego (MBIE 2025). Dla porównania w 2000 roku produkcja wiatrowa wynosiła jedynie 119 GWh, w 2010 roku około 1620 GWh, natomiast w 2020 roku około 2294 GWh. Dane te wskazują, że rozwój energetyki wiatrowej nie jest jedynie krótkotrwałym elementem polityki energetycznej, lecz długoterminowym procesem prowadzącym do zwiększenia znaczenia tej technologii w krajowym systemie elektroenergetycznym. Według danych dotyczących

stanu sektora w listopadzie 2025 roku w Nowej Zelandii funkcjonowało 21 lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy około 1263 MW (MBIE 2026). Jednocześnie kolejne projekty znajdowały się na różnych etapach procesu inwestycyjnego. Oznacza to, że energetyka wiatrowa staje się jednym z podstawowych kierunków rozwoju nowych odnawialnych mocy wytwórczych w kraju.

Istotną cechą tego procesu jest jego stosunkowo krótka historia. Pierwsza komercyjna farma wiatrowa Nowej Zelandii – Hau Nui – została uruchomiona w 1997 roku (MBIE 2026). W porównaniu z hydroenergetyką, której rozwój rozpoczął się znacznie wcześniej, energetyka wiatrowa stanowi zatem relatywnie młody segment nowozelandzkiej energetyki. W ciągu niespełna trzech dekad przeszła jednak znaczącą transformację: od pojedynczych niewielkich instalacji do dużych projektów wykorzystujących współczesne turbiny o znacznie większej mocy jednostkowej. Nowa Zelandia posiada szczególnie korzystne warunki naturalne dla rozwoju energetyki wiatrowej. Jej położenie w południowo-zachodniej części Oceanu Spokojnego oraz oddziaływanie dominujących zachodnich mas powietrza powodują występowanie silnych i stosunkowo regularnych wiatrów w wielu częściach kraju. Znaczenie mają również uwarunkowania topograficzne, w tym pasma górskie, wzgórza, przełęcze oraz obszary przybrzeżne. Lokalne przyspieszanie przepływu powietrza może tworzyć miejsca o bardzo dobrych parametrach dla lokalizacji turbin. Jednocześnie te same cechy geograficzne, które zwiększają potencjał wiatrowy, mogą komplikować realizację inwestycji. Budowa farm wiatrowych na terenach górzystych lub trudno dostępnych wymaga odpowiedniej infrastruktury drogowej, transportu ponadgabarytowego oraz przygotowania placów montażowych umożliwiających wykorzystanie ciężkich żurawi. Wraz ze wzrostem rozmiarów turbin zwiększają się długości łopat, masy komponentów oraz wymagania dotyczące logistyki. Rozwój energetyki wiatrowej staje się więc przedsięwzięciem wymagającym koordynacji szeregu obszarów technicznych i organizacyjnych.

Niezwykle ważnym zagadnieniem pozostaje także integracja zmiennej generacji wiatrowej z systemem elektroenergetycznym. Produkcja energii z wiatru zależy od aktualnych warunków atmosferycznych i nie może być regulowana w sposób analogiczny do konwencjonalnych elektrowni cieplnych. Przykładem tego zjawiska były wyniki z trzeciego kwartału 2025 roku, kiedy produkcja wiatrowa zmniejszyła się o 9,4% w porównaniu z analogicznym okresem poprzedniego roku, przede wszystkim wskutek niższych od przeciętnych prędkości wiatru w dolnej części Wyspy Północnej (MBIE 2025a). Zmienność ta nie stanowi argumentu przeciwko rozwojowi energetyki wiatrowej, ale wskazuje na konieczność analizowania jej jako części całego systemu. Wysoki udział źródeł odnawialnych wymaga odpowiednich

zdolności przesyłowych, elastyczności innych jednostek wytwórczych, efektywnego prognozowania generacji, mechanizmów zarządzania popytem oraz coraz częściej magazynowania energii. W przypadku Nowej Zelandii szczególne znaczenie może mieć współdziałanie energetyki wiatrowej z hydroenergetyką, której zdolności regulacyjne mogą być wykorzystywane do bilansowania części zmienności produkcji ze źródeł zależnych od pogody.

Należy jednak podkreślić, że wysoki roczny udział odnawialnych źródeł energii nie jest równoznaczny z pełnym bezpieczeństwem energetycznym. Rok 2024 dostarczył szczególnie wyraźnego przykładu tego problemu. Pomimo wysokiego udziału OZE, niskie dopływy do zbiorników hydroenergetycznych oraz ograniczenia podaży gazu doprowadziły do zwiększenia wykorzystania węgla i oleju napędowego w produkcji energii elektrycznej (MBIE 2025). Transformacja energetyczna Nowej Zelandii wymaga zatem nie tylko zwiększania mocy odnawialnych, ale także zapewnienia wystarczalności mocy, elastyczności systemu oraz odporności na występowanie niekorzystnych warunków naturalnych.

Energetyka wiatrowa powinna być z tego względu analizowana w kontekście szeroko rozumianego bezpieczeństwa energetycznego. Bezpieczeństwo to obejmuje możliwość zapewnienia odbiorcom energii w odpowiedniej ilości, czasie i cenie, przy zachowaniu odporności systemu na zakłócenia. W przypadku państwa wyspiarskiego zagadnienie to nabiera szczególnego znaczenia. Nowa Zelandia nie posiada transgranicznych połączeń elektroenergetycznych umożliwiających import energii elektrycznej z sąsiednich państw w okresach niedoboru krajowej generacji. Bilansowanie podaży i popytu musi więc następować w ramach krajowego systemu. Z drugiej strony kraj dysponuje znacznymi własnymi zasobami odnawialnymi. Ich rozwój może ograniczać zależność gospodarki od importowanych paliw oraz ekspozycję na zmiany ich cen na rynkach światowych. W 2024 roku samowystarczalność energetyczna Nowej Zelandii wynosiła 72,1%, podczas gdy import odpowiadał za 359 PJ pierwotnej podaży energii (MBIE 2025). Zwiększenie udziału energii elektrycznej pochodzącej z krajowych źródeł odnawialnych może więc mieć znaczenie nie tylko klimatyczne, ale również strategiczne. Rozwój energetyki wiatrowej należy jednocześnie rozpatrywać w kontekście przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Dekarbonizacja transportu, przemysłu oraz procesów cieplnych będzie wymagała stopniowego zastępowania paliw kopalnych energią elektryczną. W konsekwencji nawet system charakteryzujący się już obecnie wysokim udziałem źródeł odnawialnych będzie potrzebował znaczącej liczby nowych jednostek wytwórczych. Energetyka wiatrowa może odegrać w tym procesie ważną rolę ze względu

na skalę dostępnego zasobu i możliwość realizowania projektów o mocy liczonej w setkach megawatów.

Kolejnym potencjalnym etapem rozwoju sektora jest morska energetyka wiatrowa. Dotychczas rozwój energetyki wiatrowej Nowej Zelandii opierał się na instalacjach lądowych. Kraj posiada jednak bardzo rozległy obszar morski oraz potencjalnie korzystne warunki wiatrowe offshore. Według MBIE około 96% szeroko rozumianego terytorium Nowej Zelandii stanowią obszary morskie, co wskazuje na skalę potencjalnej przestrzeni dla rozwoju odnawialnej energetyki morskiej (MBIE 2026). Energetyka offshore może korzystać z wyższych i bardziej stabilnych prędkości wiatru niż część lokalizacji lądowych. Jednocześnie realizacja takich inwestycji wymaga znacznie większych nakładów finansowych, rozbudowanej infrastruktury portowej, odpowiedniego łańcucha dostaw, nowych kompetencji technicznych oraz rozwiązań prawnych regulujących wykorzystanie przestrzeni morskiej. Rozwój tego segmentu będzie również wymagał rozwiązania problemów dotyczących przyłączenia bardzo dużych projektów do krajowego systemu elektroenergetycznego.

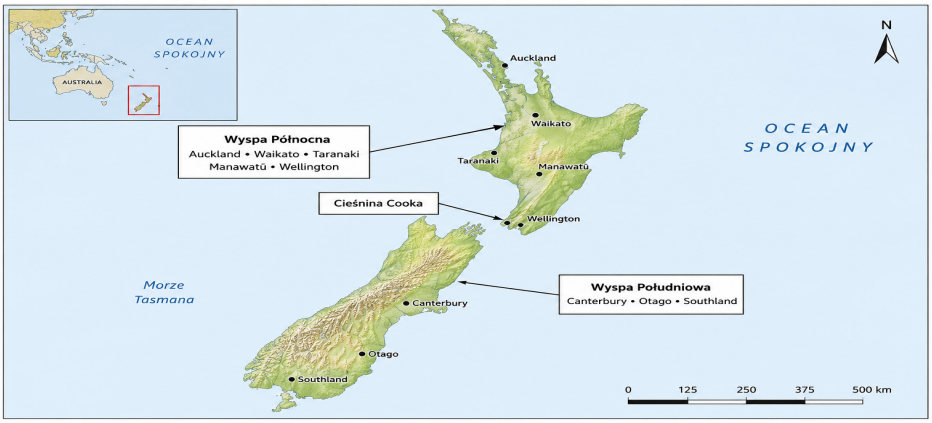
Rozdział 1

UWARUNKOWANIA ROZWOJU ENERGETYKI WIATROWEJ W NOWEJ ZELANDII

1.1. Uwarunkowania geograficzne i klimatyczne

Rozwój energetyki wiatrowej jest w szczególnym stopniu uzależniony od warunków naturalnych. O ile funkcjonowanie każdego systemu energetycznego pozostaje powiązane z położeniem geograficznym państwa, dostępnością surowców oraz charakterystyką jego terytorium, o tyle w przypadku odnawialnych źródeł energii zależność ta ma charakter bezpośredni. Wielkość produkcji energii elektrycznej z wiatru jest determinowana przede wszystkim prędkością i stabilnością przepływu powietrza, lokalną topografią, wysokością terenu, szorstkością powierzchni oraz występowaniem przeszkód terenowych. Z tego względu analiza rozwoju energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii wymaga rozpoczęcia od charakterystyki jej położenia geograficznego i warunków klimatycznych. Nowa Zelandia, w języku Māori określana również jako Aotearoa, jest państwem wyspiarskim położonym w południowo-zachodniej części Oceanu Spokojnego. Trzon jej terytorium stanowią dwie główne wyspy – Wyspa Północna (North Island, Te Ika-a-Māui) oraz Wyspa Południowa (South Island, Te Waipounamu) – oddzielone Cieśniną Cooka. Towarzyszy im szereg mniejszych wysp. Wyspiarskie położenie oraz znaczne oddalenie od dużych kontynentalnych mas lądowych powodują, że klimat kraju znajduje się pod silnym wpływem oceanu.

Rysunek 1.1. Schemat położenia geograficznego Nowej Zelandii



Źródło: opracowanie własne.

Z punktu widzenia energetyki wiatrowej szczególne znaczenie ma położenie Nowej Zelandii w strefie intensywnej cyrkulacji atmosferycznej średnich szerokości geograficznych półkuli południowej. Dominujące przepływy zachodnie, niewielka w porównaniu z otaczającym oceanem powierzchnia lądowa oraz ukształtowanie terenu powodują występowanie w wielu regionach kraju bardzo korzystnych warunków wiatrowych. EECA wskazuje wprost, że wysokie średnie prędkości wiatru sprawiają, iż wiatr jest szczególnie użytecznym zasobem energetycznym Nowej Zelandii (EECA 2026). Nie oznacza to jednak, że warunki wiatrowe są jednorodne na całym terytorium państwa. Przeciwnie, topografia obu głównych wysp prowadzi do znacznego zróżnicowania lokalnych przepływów atmosferycznych. Pasma górskie, wzgórza, doliny i przełęcze mogą zarówno zwiększać prędkość przepływu powietrza, jak i powodować turbulencje ograniczające atrakcyjność określonych lokalizacji dla energetyki wiatrowej. Z tego powodu ogólnokrajowa ocena zasobu jest jedynie pierwszym etapem procesu wyboru lokalizacji farmy.

Wyspa Południowa jest zdominowana przez Alpy Południowe, które rozciągają się wzdłuż znacznej części jej długości. Tworzą one naturalną barierę dla mas powietrza przemieszczających się z zachodu. Wyspa Północna ma natomiast bardziej złożoną strukturę topograficzną, obejmującą pasma górskie, obszary wulkaniczne, rozległe tereny rolnicze oraz liczne odcinki wybrzeża. Z perspektywy energetyki wiatrowej istotne są zwłaszcza wyniesione i odsłonięte tereny, na których przepływ powietrza nie jest ograniczany przez zabudowę lub roślinność. Szczególnym obszarem jest południowa część Wyspy Północnej wraz z rejonem Cieśniny Cooka. Przemieszczające się masy powietrza mogą być w tym miejscu dodatkowo przyspieszane przez

ukształtowanie terenu i zwężenie przestrzeni pomiędzy wyspami. Korzystne warunki wiatrowe środkowej i południowej części Wyspy Północnej znajdują odzwierciedlenie w rozmieszczeniu części największych istniejących farm wiatrowych.

Warunki klimatyczne mają przy tym znaczenie nie tylko dla potencjalnej wielkości produkcji energii, lecz również dla projektowania, budowy i eksploatacji turbin. Silny wiatr stanowi podstawowy zasób energetyczny, ale w skrajnych warunkach może jednocześnie uniemożliwiać wykonywanie prac montażowych i serwisowych. Turbiny są projektowane do pracy w określonym zakresie prędkości wiatru. Po przekroczeniu wartości granicznych układy sterowania zatrzymują maszynę w celu ochrony jej elementów. Podobne ograniczenia występują podczas budowy. Operacje podnoszenia sekcji wieży, gondoli lub łopat wymagają przestrzegania dopuszczalnych parametrów meteorologicznych określonych w planie podnoszenia oraz dokumentacji producentów urządzeń.

W rezultacie związek pomiędzy wiatrem a realizacją projektu ma charakter dwoisty. Silne i regularne wiatry zwiększają produktywność farmy podczas jej eksploatacji, lecz mogą ograniczać dostępność okien pogodowych podczas montażu i późniejszych prac serwisowych. Ma to bezpośredni wpływ na harmonogramy budowy, koszty wykorzystania ciężkich żurawi, organizację pracy oraz bezpieczeństwo personelu.

Wyspiarski charakter kraju wpływa również na logistykę. Współczesne turbiny składają się z komponentów o znacznych wymiarach i masie, które w dużej części muszą zostać dostarczone drogą morską, następnie przeładowane w portach i przetransportowane na miejsce inwestycji. Długość łopat współczesnych turbin powoduje konieczność szczegółowego planowania tras, analizy promieni skrętów, nośności mostów i nawierzchni oraz możliwości czasowego ograniczania ruchu drogowego. Topografia korzystna pod względem zasobów wiatrowych nie zawsze jest więc korzystna pod względem dostępności transportowej.

Naturalne uwarunkowania Nowej Zelandii należy w konsekwencji traktować zarówno jako źródło przewagi sektora wiatrowego, jak i czynnik generujący dodatkowe wymagania techniczne. Bogaty zasób wiatru nie jest sam w sobie wystarczającą przesłanką do realizacji inwestycji. O atrakcyjności lokalizacji decyduje kombinacja jakości zasobu, dostępności terenu, możliwości przyłączenia do sieci, oddziaływania środowiskowego, kosztów budowy oraz uwarunkowań społecznych.

Tabela 1.1. Struktura produkcji energii elektrycznej w Nowej Zelandii w 2024 r.

Źródło	Produkcja [GWh]	Udział [%]
Hydro	23 490	53.5
Geotermia	8 741	19.9
Wiatr	3 919	8.9
Solar	601	1.4
Pozostałe OZE	1 261	2.9
Źródła nieodnawialne	6 376	14.5

Źródło: MBIE, Energy in New Zealand 2025; produkcja ogółem 43 879 GWh, udział OZE 85,5%.

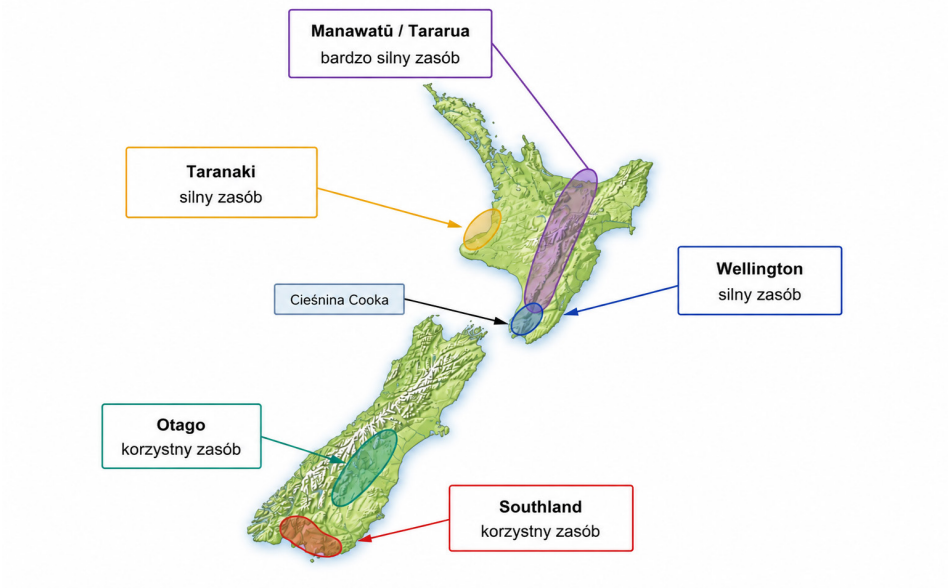
1.2. Potencjał i przestrzenne zróżnicowanie zasobów wiatrowych

Zasoby wiatrowe stanowią podstawową przesłankę techniczną rozwoju energetyki wiatrowej. W przypadku Nowej Zelandii ich jakość jest jednym z najważniejszych argumentów przemawiających za dalszym zwiększaniem wykorzystania tej technologii. EECA wskazuje, że kraj charakteryzuje się wysokimi średnimi prędkościami wiatru, dzięki czemu energia wiatru może stanowić istotny element krajowej produkcji energii elektrycznej (EECA 2026). Ocena potencjału wymaga jednak rozróżnienia kilku kategorii zasobów. Potencjał teoretyczny oznacza całkowitą ilość energii zawartej w przepływie powietrza na określonym obszarze. Jest on zdecydowanie większy od ilości energii, którą można rzeczywiście wykorzystać. Potencjał techniczny uwzględnia możliwości współczesnych technologii, dostępność lokalizacji oraz podstawowe ograniczenia konstrukcyjne. Potencjał ekonomiczny ogranicza ten zbiór do projektów mogących konkurować kosztowo z alternatywnymi sposobami wytwarzania energii. W praktyce istnieje jeszcze potencjał możliwy do realizacji, uwzględniający procedury administracyjne, ochronę środowiska, dostępność sieci, strukturę własności gruntów i społeczną akceptację inwestycji.

Z punktu widzenia inwestora podstawowe znaczenie ma charakterystyka zasobu na poziomie konkretnej lokalizacji. Niewielkie różnice średniej prędkości wiatru mogą powodować istotne różnice w produkcji energii, ponieważ energia dostępna w strumieniu powietrza wzrasta bardzo szybko wraz ze wzrostem jego prędkości. Dlatego etap poprzedzający podjęcie decyzji inwestycyjnej obejmuje długotrwałe pomiary meteorologiczne oraz modelowanie przepływu. Tradycyjnie pomiary wykonywane są za pomocą masztów meteorologicznych wyposażonych w anemometry i urządzenia określające kierunek wiatru. Coraz większe znaczenie mają również

technologie zdalnego pomiaru, takie jak LiDAR. Zgromadzone dane pozwalają analizować średnie prędkości wiatru, rozkład kierunków, turbulencję, sezonowość oraz występowanie zdarzeń ekstremalnych. Następnie dane te wykorzystuje się do modelowania spodziewanej produkcji farmy oraz określenia rozmieszczenia poszczególnych turbin. Istotną rolę odgrywa wysokość. Wraz ze wzrostem wysokości nad powierzchnią terenu wpływ tarcia i przeszkód terenowych zazwyczaj maleje, co może prowadzić do wzrostu prędkości i stabilności wiatru. Rozwój coraz wyższych wież oraz większych wirników pozwala więc wykorzystywać zasoby, które dla wcześniejszych generacji turbin były mniej atrakcyjne. Przestrzenne zróżnicowanie potencjału wpływa na rozmieszczenie istniejących projektów. Wśród obszarów szczególnie istotnych dla nowozelandzkiej energetyki wiatrowej znajdują się region Manawatū-Whanganui, Wairarapa, okolice Wellingtonu, Hawke's Bay, Taranaki oraz wybrane obszary Wyspy Południowej. Koncentracja inwestycji w określonych regionach wynika z połączenia korzystnego zasobu wiatrowego z możliwością przyłączenia farm do istniejącego systemu elektroenergetycznego.

Rysunek 1.2. Główne obszary zasobów wiatrowych



Źródło: Opracowanie własne na podstawie lokalizacji istniejących i planowanych farm.

Rozwój ostatnich lat potwierdza, że dostępny zasób może być wykorzystywany na coraz większą skalę. Według MBIE moc zainstalowana energetyki wiatrowej

niemal podwoiła się w okresie pięciu lat – z 688 MW w 2020 roku do 1265 MW w 2024 roku. Do wzrostu przyczyniło się uruchomienie farm Harapaki, Kaiwera Downs, Turitea oraz Waipipi (MBIE 2025a). W 2024 roku moc wiatrowa wzrosła o około 10% w porównaniu z rokiem poprzednim. Szczególnie istotne było pełne uruchomienie farmy Harapaki o mocy 176 MW. Wraz z nowymi mocami i korzystnymi warunkami wiatrowymi w części roku doprowadziło to do ustanowienia nowego rekordu produkcji energii z wiatru. Wyniosła ona 3919 GWh i była o 22% wyższa niż w 2023 roku (MBIE 2025b). Dane te pokazują rzeczywistą zdolność sektora do zwiększania udziału w krajowej produkcji energii. Nie oznacza to jednak, że produkcja rośnie liniowo wraz z mocą zainstalowaną. Wielkość generacji w konkretnym miesiącu, kwartale lub roku pozostaje uzależniona od warunków atmosferycznych. Właśnie ta cecha odróżnia analizę energetyki wiatrowej od oceny konwencjonalnych jednostek dyspozycyjnych. Zróżnicowanie przestrzenne może jednocześnie stanowić zaletę z punktu widzenia całego systemu. Farmy położone w różnych regionach nie muszą doświadczać identycznych warunków meteorologicznych w tym samym czasie. Geograficzne rozproszenie źródeł może więc częściowo ograniczać jednoczesne spadki generacji, choć nie eliminuje ryzyka występowania rozległych okresów słabego wiatru. Kwestia lokalizacji jest również ściśle powiązana z dostępnością sieci. Najlepszy zasób wiatrowy nie gwarantuje opłacalności inwestycji, jeśli energia nie może zostać efektywnie przesłana do odbiorców. W miarę wzrostu liczby projektów znaczenie zdolności przesyłowych będzie rosło. Transpower wskazuje, że rozwój nowych odnawialnych źródeł i elektryfikacja gospodarki wymagają zmian w krajowym szkielecie sieciowym, a od 2030 roku spodziewany jest wyraźny wzrost zapotrzebowania związany z dekarbonizacją (Transpower 2026a). W konsekwencji przyszły potencjał energetyki wiatrowej powinien być analizowany nie jako mapa miejsc o najwyższych prędkościach wiatru, lecz jako przestrzenny układ zasobów, infrastruktury i popytu. Rozwój sektora wymaga koordynacji planowania nowych źródeł z planowaniem sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Tabela 1.2. Rozwój energetyki wiatrowej – wybrane lata

Rok	Generacja wiatrowa [GWh]
1993	1
1996	8.2
1999	38.6
2000	119
2004	358
2007	921

Rok	Generacja wiatrowa [GWh]
2010	1620
2013	2000
2016	2308
2019	2249
2021	2606
2022	2835
2023	3204
2024	3919

Źródło: MBIE, Energy in New Zealand 2025, tabela generacji geotermalnej, wiatrowej i solarnej.

1.3. Charakterystyka systemu elektroenergetycznego Nowej Zelandii

Specyfika nowozelandzkiego systemu elektroenergetycznego ma fundamentalne znaczenie dla oceny roli energetyki wiatrowej. System ten charakteryzuje się bardzo wysokim udziałem odnawialnych źródeł energii, geograficznym rozdzieleniem produkcji i konsumpcji oraz brakiem elektroenergetycznych połączeń międzynarodowych. Oznacza to, że kraj musi samodzielnie utrzymywać równowagę pomiędzy produkcją a zużyciem energii.

W 2024 roku całkowita produkcja energii elektrycznej wyniosła 43 879 GWh, co oznaczało wzrost o 0,9% względem roku poprzedniego. Aż 85,5% energii elektrycznej zostało wyprodukowane ze źródeł odnawialnych (MBIE 2025c). Wynik ten należy uznać za szczególnie istotny, ponieważ został osiągnięty w roku charakteryzującym się niekorzystnymi warunkami hydrologicznymi.

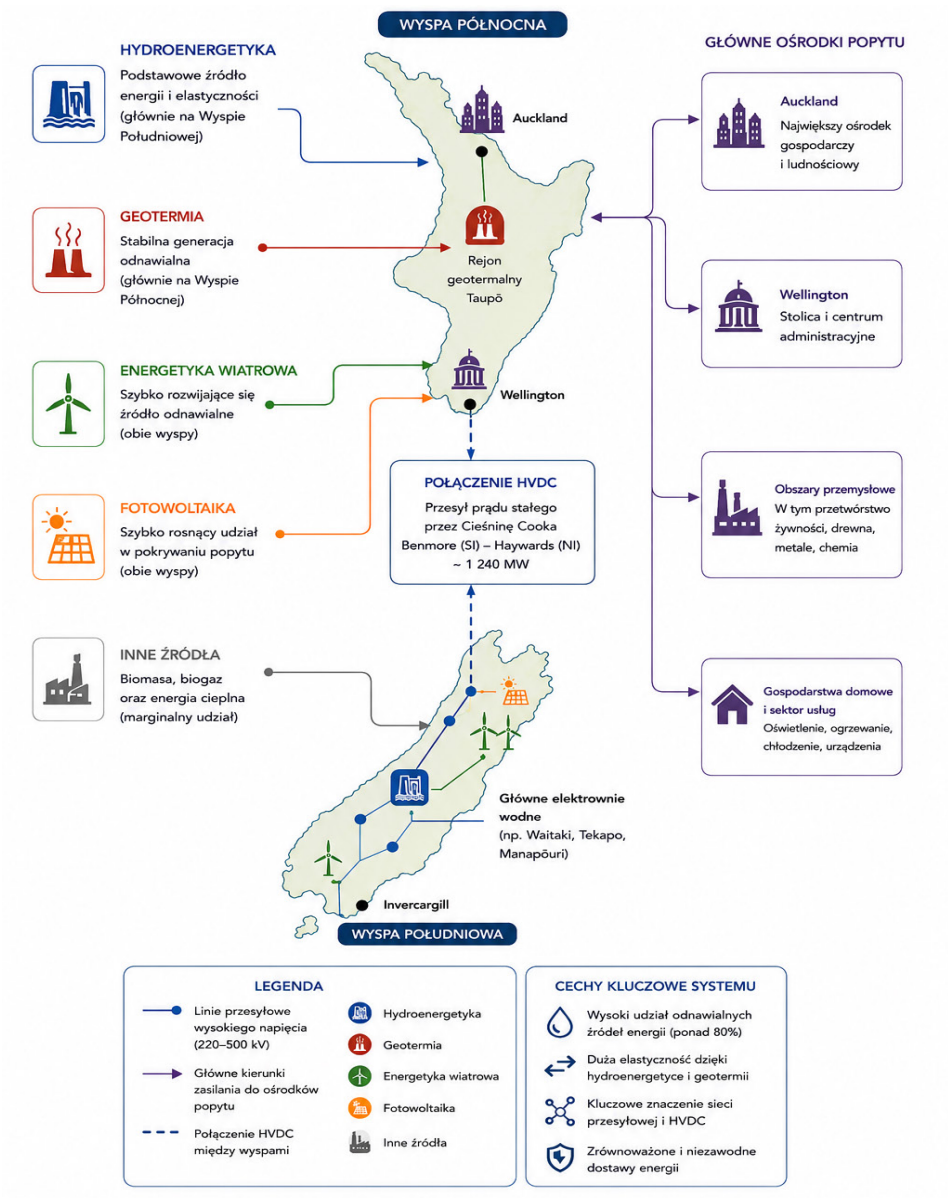
Historycznym fundamentem systemu jest hydroenergetyka. Elektrownie wodne dostarczają zazwyczaj ponad połowę krajowej energii elektrycznej. Ich znaczenie wykracza przy tym poza samą wielkość produkcji. Zbiornikowe elektrownie wodne mogą w określonym zakresie dostosowywać poziom generacji do zmian popytu i produkcji innych źródeł, co zwiększa ich wartość w systemie zawierającym coraz większą ilość generacji wiatrowej i słonecznej. Zależność od zasobów wodnych tworzy jednak charakterystyczne ryzyko określane w debacie energetycznej jako problem dry-year. Niskie opady i ograniczone dopływy do zbiorników zmniejszają ilość energii możliwej do wyprodukowania w hydroelektrowniach. Wówczas system musi zwiększać wykorzystanie innych technologii. Rok 2024 dobrze ilustruje skalę tego problemu. Produkcja hydroenergetyczna spadła do 23 490 GWh, osiągając najniższą wartość od 2013 roku. Niskie dopływy do zbiorników w połączeniu z ograniczeniem

podaży gazu spowodowały zwiększenie wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej (MBIE 2025c). W kwartale zakończonym w czerwcu 2024 roku generacja hydroelektryczna była aż o 19,2% niższa niż w analogicznym kwartale 2023 roku. Produkcja energii z węgla wzrosła wówczas do 883 GWh, wobec 144 GWh rok wcześniej (MBIE 2024). Przypadek ten pokazuje, że bardzo wysoki udział OZE w skali roku nie eliminuje problemu bezpieczeństwa dostaw. W systemie opartym na zasobach naturalnych istotna staje się ich wzajemna komplementarność. Rozwój energetyki wiatrowej może być z tego punktu widzenia szczególnie interesujący, ponieważ ogranicza koncentrację produkcji odnawialnej na hydroenergetyce.

Drugim istotnym filarem odnawialnego systemu jest geotermia. W przeciwieństwie do energetyki wiatrowej i słonecznej charakteryzuje się ona możliwością stosunkowo stabilnej produkcji. W 2024 roku generacja geotermalna osiągnęła rekordowe 8741 GWh, o 13% więcej niż w roku poprzednim. Przyczyniło się do tego uruchomienie elektrowni Tauhara oraz Te Huka 3, które łącznie zwiększyły moc geotermalną o 225 MW (MBIE 2025b). Powstaje więc interesujący układ technologiczny: hydroenergetyka zapewnia dużą część produkcji i określony poziom elastyczności, geotermia dostarcza stabilnej generacji odnawialnej, natomiast energetyka wiatrowa i coraz szybciej rozwijająca się fotowoltaika zwiększają wolumen energii o niskiej emisji, lecz są zależne od warunków atmosferycznych. Strukturę krajowego systemu elektroenergetycznego Nowej Zelandii, uwzględniającą jego podstawowe źródła wytwórcze oraz powiązania pomiędzy głównymi obszarami systemu, przedstawiono na rysunku 1.3.

Geografia kraju powoduje dodatkowo konieczność przesyłania dużych ilości energii pomiędzy regionami. Szczególne znaczenie ma połączenie HVDC pomiędzy Wyspą Południową i Północną. Łączy ono Benmore na Wyspie Południowej z Haywards na Wyspie Północnej, wykorzystując między innymi podmorskie kable przebiegające przez Cieśninę Cooka. Połączenie umożliwia przesyłanie odnawialnej energii na północ, ale również – w zależności od warunków – nadwyżek produkcji z Wyspy Północnej w kierunku południowym. Jednocześnie wspiera stabilność systemu (Transpower 2024). Znaczenie tego połączenia będzie rosło wraz z elektryfikacją gospodarki i zmianą rozmieszczenia źródeł wytwórczych. Obecne kable podmorskie zostały zainstalowane w 1991 roku i zbliżają się do końca projektowanego okresu eksploatacji. Transpower przygotował program ich wymiany i zwiększenia możliwości przesyłowych połączenia. W 2026 roku zawarto kontrakt na cztery nowe kable podmorskie. Plan zakłada wymianę trzech dotychczasowych kabli i dodanie czwartego, co ma zwiększyć zdolności transferowe i odporność infrastruktury na awarie (Transpower 2026b). Inwestycja ta jest bezpośrednio związana z przyszłością

Rysunek 1.3. Schemat krajowego systemu elektroenergetycznego Nowej Zelandii



Źródło: Opracowanie własne.

systemu o wysokim udziale OZE. Wzrost mocy wiatrowych i słonecznych powoduje, że przepływy energii mogą zmieniać się częściej i bardziej dynamicznie. Sieć zaprojektowana dla historycznego modelu produkcji musi być stopniowo dostosowywana

do nowych warunków. System elektroenergetyczny nie może więc być postrzegany wyłącznie jako bierna infrastruktura służąca przesyłowi energii z elektrowni do odbiorcy. W warunkach transformacji staje się jednym z czynników wyznaczających tempo rozwoju nowych źródeł. Jeśli budowa farm wiatrowych będzie następowała szybciej niż rozwój infrastruktury przesyłowej, mogą pojawić się ograniczenia przyłączeniowe, lokalne przeciążenia oraz konieczność ograniczania generacji.

1.4. Odnawialne źródła energii w krajowym miksie energetycznym

Nowa Zelandia zajmuje szczególną pozycję wśród rozwiniętych gospodarek ze względu na wysoki udział odnawialnych źródeł w produkcji energii elektrycznej. W 2024 roku udział ten wyniósł 85,5%, mimo spadku z 88,1% w 2023 roku. Jednocześnie moc odnawialnych źródeł wytwórczych wzrosła w 2024 roku o 556 MW, a w porównaniu z 2020 rokiem była większa o około 1262 MW (MBIE 2025d). Struktura nowozelandzkiego miksu odnawialnego jest jednak odmienna od struktury występującej w wielu państwach europejskich. Podstawę stanowi hydroenergetyka, uzupełniana przez geotermię, wiatr, bioenergię i coraz dynamiczniej rozwijającą się fotowoltaikę.

Wysoki udział hydroenergetyki ma zarówno zalety, jak i konsekwencje systemowe. Elektrownie wodne wykorzystują krajowy zasób odnawialny i ograniczają zapotrzebowanie na paliwa kopalne. Jednocześnie roczna i sezonowa dostępność wody może się zmieniać. Dlatego dywersyfikacja odnawialnego miksu jest istotna nawet w państwie, które już osiągnęło bardzo wysoki udział OZE.

Energetyka geotermalna pełni odmienną funkcję. Dzięki specyfice zasobu może zapewniać bardziej stabilną produkcję i stanowi ważne uzupełnienie źródeł zależnych od pogody. Nowa Zelandia posiada wyjątkowo korzystne warunki geologiczne dla jej wykorzystania, związane z aktywnością wulkaniczną i tektoniczną. MBIE zwraca uwagę, że geotermia odpowiada za bardzo dużą część podaży odnawialnej energii pierwotnej, choć jej udział w produkcji elektrycznej jest niższy z powodu relatywnie niskiej sprawności konwersji energii geotermalnej na energię elektryczną (MBIE 2025e).

Na tym tle energetyka wiatrowa jest technologią relatywnie młodą, ale rozwijającą się szybko. Wzrost mocy z 688 MW w 2020 roku do 1265 MW w 2024 roku oznacza zmianę jej znaczenia w ciągu zaledwie kilku lat (MBIE 2025a). Jeszcze wyraźniej trend ten widoczny jest w produkcji energii. Rekordowe 3919 GWh w 2024 roku pokazuje, że wiatr nie jest już technologią marginalną.

Równolegle rozwija się energetyka słoneczna. Szczególnie dynamiczny wzrost dotyczy instalacji rozproszonych. Według MBIE moc zainstalowanych systemów fotowoltaicznych w sektorze rozproszonym wzrosła w 2024 roku z 251 MW do 323 MW, czyli o 29% (MBIE 2025a). Powstają również pierwsze większe farmy fotowoltaiczne.

Z punktu widzenia funkcjonowania systemu rozwój wiatru i fotowoltaiki powinien być rozpatrywany łącznie z istniejącymi zasobami hydroenergetycznymi i geotermalnymi. Poszczególne technologie charakteryzują się różnymi profilami generacji. Energia słoneczna jest produkowana w ciągu dnia i wykazuje silną sezonowość. Energia wiatrowa może być dostępna zarówno w dzień, jak i w nocy, lecz jej poziom jest zależny od sytuacji meteorologicznej. Geotermia zapewnia bardziej stabilną podstawę produkcji, natomiast hydroenergetyka może oferować istotną elastyczność. Taki układ stwarza możliwość budowania systemu, w którym technologie częściowo się uzupełniają. Nie oznacza to jednak, że wysoki udział OZE automatycznie gwarantuje niezawodność. Przebieg 2024 roku pokazał, że jednoczesne wystąpienie niskiej generacji hydroelektrycznej i ograniczonej podaży gazu może wymusić zwiększenie wykorzystania paliw bardziej emisyjnych. Właśnie dlatego dalsza transformacja wymaga nie tylko nowych źródeł, ale również infrastruktury przesyłowej, magazynowania energii, elastycznego popytu i mechanizmów zapewniających wystarczalność systemu. W tym kontekście energetyka wiatrowa ma znaczenie większe niż wynikałoby wyłącznie z jej udziału procentowego w produkcji. Każda nowa farma zwiększa różnorodność portfela źródeł i ogranicza koncentrację produkcji odnawialnej na zasobach wodnych. Szczególnie wartościowa może być sytuacja, w której warunki wiatrowe są korzystne podczas okresów słabszej generacji hydroenergetycznej.

Nie można jednak zakładać stałej korelacji pomiędzy dostępnością obu zasobów. Występowanie okresów jednocześnie słabego wiatru i ograniczonej dostępności wody pozostaje ryzykiem, które musi być uwzględniane w planowaniu systemowym. Dywersyfikacja ogranicza ryzyko, ale go nie eliminuje. Rozwój odnawialnego miksu prowadzi tym samym do zmiany charakteru problemu energetycznego. W systemie opartym na paliwach kopalnych zasadniczym zagadnieniem jest zapewnienie dostaw paliwa i odpowiedniej liczby jednostek wytwórczych. W systemie o bardzo wysokim udziale OZE coraz większego znaczenia nabiera zarządzanie dostępnością różnych zasobów w czasie, przesyłanie energii pomiędzy regionami oraz utrzymywanie elastyczności pozwalającej reagować na krótkookresowe zmiany produkcji.

1.5. Znaczenie energetyki wiatrowej dla transformacji energetycznej państwa

Rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii należy rozpatrywać jako część szerszej transformacji systemu energetycznego, a nie jako proces ograniczony do zastępowania jednego rodzaju elektrowni innym. Transformacja obejmuje jednoczesną zmianę struktury produkcji energii, rozwój infrastruktury przesyłowej, elektryfikację końcowego zużycia energii oraz stopniowe ograniczanie wykorzystania paliw kopalnych.

Szczególna sytuacja Nowej Zelandii polega na tym, że proces ten rozpoczyna się z poziomu bardzo wysokiego udziału odnawialnej energii elektrycznej. W wielu państwach pierwszym etapem transformacji jest zastępowanie dużej ilości generacji węglowej lub gazowej źródłami odnawialnymi. W Nowej Zelandii hydroenergetyka i geotermia już zapewniają znaczną część produkcji. W konsekwencji zasadniczym problemem staje się nie tylko zwiększenie udziału OZE, ale zapewnienie wystarczającej ilości dodatkowej czystej energii potrzebnej do elektryfikacji gospodarki oraz utrzymanie bezpieczeństwa systemu przy coraz większej ilości generacji zmiennej. Energetyka wiatrowa posiada kilka cech, które mogą uczynić ją jednym z podstawowych narzędzi tego procesu. Pierwszą jest wysoka jakość krajowego zasobu. Drugą – dojrzałość technologii. Trzecią jest możliwość realizacji projektów o znacznej skali. Duża lądowa farma wiatrowa może wprowadzić do systemu setki megawatów nowej mocy bez bezpośredniego spalania paliwa.

Tempo zmian z ostatnich lat potwierdza tę rolę. Niemal podwojenie mocy wiatrowej pomiędzy 2020 a 2024 rokiem oraz rekordowa produkcja w 2024 roku świadczą o przechodzeniu sektora do kolejnej fazy rozwoju (MBIE 2025a; MBIE 2025b). Znaczenie nowych mocy będzie wzrastało wraz z elektryfikacją. Energia elektryczna może stopniowo zastępować paliwa kopalne w transporcie, ogrzewaniu i procesach przemysłowych. Powoduje to sytuację, w której nawet utrzymanie obecnego wysokiego procentowego udziału OZE będzie wymagało budowy znacznej liczby nowych źródeł. Wzrost całkowitego zapotrzebowania oznacza bowiem, że ten sam procent udziału odnawialnej energii odpowiada coraz większej bezwzględnej wielkości produkcji. Transformacja wymaga równocześnie rozwoju sieci. Transpower już w ramach programu Net Zero Grid Pathways prowadzi działania mające umożliwić przyłączanie nowych odnawialnych źródeł i elektryfikację gospodarki. Operator podkreśla, że infrastruktura przesyłowa wymaga wcześniejszego planowania, ponieważ budowa sieci trwa dłużej niż realizacja wielu projektów wiatrowych i fotowoltaicznych (Transpower 2026a). Jest to istotne z punktu widzenia polityki energetycznej. Sam rynek projektów wytwórczych może rozwijać się stosunkowo

szybko, jeśli inwestorzy dostrzegają możliwość uzyskania odpowiedniej stopy zwrotu. Infrastruktura sieciowa wymaga natomiast skoordynowanego planowania na wiele lat przed pojawieniem się rzeczywistego zapotrzebowania. Brak takiej koordynacji może prowadzić do sytuacji, w której istnieją dobre projekty wiatrowe, lecz możliwości ich przyłączenia są ograniczone.

Energetyka wiatrowa ma również znaczenie dla ograniczania ekspozycji gospodarki na paliwa kopalne. Turbina po uruchomieniu nie wymaga dostaw paliwa. Koszt wytwarzania nie jest więc bezpośrednio uzależniony od międzynarodowych cen gazu, węgla czy ropy. Z perspektywy państwa wyspiarskiego, które nie dysponuje połączeniami elektroenergetycznymi z sąsiednimi systemami, zwiększanie produkcji z krajowych zasobów odnawialnych może mieć znaczenie strategiczne. Nie należy jednak utożsamiać braku kosztu paliwa z pełną niezależnością gospodarczą sektora. Turbiny, ich podzespoły, specjalistyczne urządzenia, a często także część usług technicznych pochodzą z międzynarodowych łańcuchów dostaw. Rozwój sektora wiatrowego zmienia więc charakter zależności: z ciągłej potrzeby zakupu paliwa na zależność od globalnych łańcuchów dostaw technologii i części zamiennych. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego jest to różnica istotna, ale nie powinna być pomijana.

Kolejnym zagadnieniem jest odporność systemu na zmienność warunków naturalnych. Doświadczenia 2024 roku potwierdziły, że zależność od hydroenergetyki może prowadzić do problemów w okresach niskich dopływów. Zwiększenie mocy wiatrowych poszerza portfel krajowych zasobów. Jeżeli warunki wiatrowe są korzystne podczas okresów ograniczonej dostępności hydroenergetyki, generacja wiatrowa może zmniejszać potrzebę uruchamiania źródeł cieplnych. Jednocześnie wiatr sam jest zasobem zmiennym. Nie może więc stanowić samodzielnej odpowiedzi na problem wystarczalności. Transformacja wymaga rozwoju całego zestawu wzajemnie uzupełniających się rozwiązań: hydroenergetyki, geotermii, wiatru, fotowoltaiki, magazynowania, elastycznego popytu oraz odpowiedniej infrastruktury przesyłowej.

Szczególnie ważna będzie przyszła rola połączenia HVDC pomiędzy głównymi wyspami. Historycznie jego podstawowym zadaniem było przesyłanie dużych ilości energii hydroelektrycznej z Wyspy Południowej na północ. W systemie o rosnącym udziale wiatru i fotowoltaiki przepływy stają się bardziej złożone. Transpower wskazuje, że połączenie umożliwia zarówno przesył energii odnawialnej na północ, jak i transport nadwyżek odnawialnej produkcji z Wyspy Północnej w kierunku południowym (Transpower 2024). Modernizacja HVDC będzie zatem jednym z infrastrukturalnych warunków dalszej transformacji. W szerszej perspektywie rozwój energetyki wiatrowej może również oddziaływać na strukturę gospodarki. Budowa

farm wymaga usług projektowych, transportowych, budowlanych, elektrycznych i serwisowych. Tworzy zapotrzebowanie na inżynierów, techników, specjalistów HSE, operatorów urządzeń dźwigowych, specjalistów sieciowych oraz pracowników utrzymania. Przy odpowiedniej skali inwestycji część tych kompetencji może rozwijać się lokalnie.

Nie wszystkie efekty gospodarcze pozostaną jednak w kraju. Współczesny rynek turbin wiatrowych jest silnie umiędzynarodowiony, a główne komponenty dostarczane są przez globalnych producentów. Dla Nowej Zelandii istotnym zagadnieniem strategicznym będzie więc określenie, które elementy łańcucha wartości powinny i mogą być rozwijane lokalnie.

Transformacja energetyczna posiada ponadto wymiar społeczny i środowiskowy. Nawet technologia służąca ograniczaniu emisji powoduje lokalne oddziaływania. Farmy wiatrowe zmieniają krajobraz, wymagają budowy dróg i fundamentów oraz mogą wpływać na ekosystemy. Występują również kwestie hałasu, ochrony ptaków i nietoperzy oraz oddziaływania na wartości kulturowe. W warunkach Nowej Zelandii szczególnego znaczenia nabierają relacje z Māori oraz uwzględnianie wartości związanych z whenua i lokalnym dziedzictwem. Z tego względu sukces transformacji nie może być oceniany wyłącznie na podstawie liczby zainstalowanych megawatów. Konieczne jest zachowanie równowagi pomiędzy szybkością rozwoju nowych źródeł, ochroną środowiska, bezpieczeństwem pracy, interesami lokalnych społeczności oraz kosztami ponoszonymi przez odbiorców.

Rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii znajduje się zatem w punkcie, w którym technologia przestaje pełnić rolę uzupełniającą, a zaczyna stawać się jednym z istotnych elementów przyszłej architektury systemu elektroenergetycznego. Wzrost zainstalowanej mocy, rekordowa produkcja energii oraz kolejne planowane inwestycje wskazują, że znaczenie tego sektora będzie rosło. Uwarunkowania przedstawione w niniejszym rozdziale pokazują jednocześnie, że rozwój ten nie wynika z pojedynczego czynnika. Jest rezultatem współdziałania wyjątkowo korzystnego zasobu wiatrowego, wysokiego poziomu wykorzystania odnawialnych źródeł energii, potrzeby dywersyfikacji systemu opartego w dużej mierze na hydroenergetyce oraz perspektywy wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną.

Geografia Nowej Zelandii stanowi w tym kontekście zarówno przewagę, jak i wyzwanie. Położenie oceaniczne i warunki atmosferyczne zapewniają wysokiej jakości zasoby wiatru, lecz ukształtowanie terenu komplikuje logistykę i rozwój infrastruktury. Wyspiarska struktura kraju wymaga sprawnego połączenia systemów obu głównych wysp, a brak połączeń międzynarodowych zwiększa znaczenie krajowej wystarczalności i odporności systemu. Równie istotna jest struktura istniejącego

miksu. Hydroenergetyka, geotermia, wiatr i rozwijająca się energetyka słoneczna tworzą możliwość budowania jednego z najbardziej odnawialnych systemów elektroenergetycznych wśród gospodarek rozwiniętych. Jednocześnie doświadczenia związane z niskimi poziomami wód pokazują, że wysoki udział OZE nie zwalnia z konieczności zapewnienia elastyczności i bezpieczeństwa dostaw.

Energetyka wiatrowa może więc wzmacniać transformację Nowej Zelandii przede wszystkim poprzez zwiększanie wolumenu krajowej energii odnawialnej oraz dywersyfikację źródeł. Jej rzeczywista wartość systemowa będzie jednak zależeć od równoległego rozwoju sieci, magazynowania, elastyczności oraz innych technologii wytwórczych. W takim ujęciu przyszłość sektora wiatrowego nie może być analizowana w oderwaniu od przyszłości całego systemu elektroenergetycznego. Przedstawione uwarunkowania stanowią punkt wyjścia do analizy historycznego rozwoju sektora. Zrozumienie, w jaki sposób korzystny zasób naturalny został przekształcony w rzeczywistą infrastrukturę wytwórczą, wymaga prześledzenia kolejnych etapów rozwoju energetyki wiatrowej, powstawania pierwszych instalacji, zwiększania skali projektów oraz zmian technologicznych. Zagadnienia te stanowią przedmiot kolejnego rozdziału.

Rozdział 2

ROZWÓJ ENERGETYKI WIATROWEJ W NOWEJ ZELANDII

2.1. Geneza i początki wykorzystania energetyki wiatrowej

Rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii jest stosunkowo młody w porównaniu z historią krajowej hydroenergetyki i geotermii. Przez znaczną część XX wieku system elektroenergetyczny państwa opierał się przede wszystkim na elektrowniach wodnych, a następnie również na źródłach geotermalnych i cieplnych. Pomimo występowania jednych z najlepszych warunków wiatrowych na świecie energia wiatru przez długi czas nie odgrywała istotnej roli w komercyjnym wytwarzaniu energii elektrycznej. Dopiero rozwój technologii turbin, spadek kosztów inwestycyjnych oraz rosnące zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii stworzyły warunki do stopniowego wykorzystania tego zasobu.

Początki współczesnej energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii można wiązać z pierwszymi projektami demonstracyjnymi i badawczymi realizowanymi na początku lat dziewięćdziesiątych XX wieku. Szczególne znaczenie miała instalacja turbiny wiatrowej w dzielnicy Brooklyn w Wellington. Pierwotna turbina została zainstalowana przez Electricity Corporation of New Zealand w marcu 1993 roku jako element projektu badawczego, którego celem było sprawdzenie sposobu funkcjonowania technologii w warunkach charakterystycznych dla Nowej Zelandii. Jednostka osiągała moc do 225 kW i była podłączona do lokalnej sieci elektroenergetycznej. Jej eksploatacja dostarczyła doświadczeń dotyczących możliwości wykorzystania bardzo silnych wiatrów występujących w regionie Wellingtonu (Meridian Energy 2026a). Znaczenie projektu w Brooklynie należy oceniać przede wszystkim przez pryzmat jego funkcji demonstracyjnej. Nie był to projekt porównywalny pod względem skali ze współczesnymi farmami wiatrowymi, lecz potwierdził techniczną możliwość

efektywnej pracy turbiny w krajowych warunkach. Według Meridian Energy instalacja osiągała bardzo dobre wyniki produkcyjne w stosunku do swojej wielkości, a miejsce jej posadowienia zostało wybrane właśnie ze względu na wyjątkowo silne wiatry występujące w Wellingtonie (Meridian Energy 2026a). Projekt ten miał również znaczenie symboliczne. Turbina w Brooklynie stała się jednym z pierwszych rozpoznawalnych przykładów wykorzystania nowoczesnej energetyki wiatrowej w kraju i pokazała, że zasób wiatru może być wykorzystywany nie tylko w małych autonomicznych instalacjach, ale również do produkcji energii kierowanej do sieci. W późniejszych latach doświadczenie zdobyte dzięki tego rodzaju przedsięwzięciom stało się jednym z elementów umożliwiających realizację większych projektów.

Za właściwy początek komercyjnej energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii należy jednak uznać rok 1997. Ministry of Business, Innovation and Employment wskazuje, że pierwszą farmą wiatrową w kraju była Hau Nui, uruchomiona właśnie w tym roku (MBIE 2026a). Projekt ten oznaczał przejście od pojedynczych instalacji demonstracyjnych do zorganizowanej produkcji energii wiatrowej prowadzonej w ramach farmy składającej się z wielu turbin. Powstanie Hau Nui miało znaczenie większe niż wynikałoby z samej wielkości zainstalowanej mocy. Projekt potwierdził możliwość komercyjnego wykorzystania krajowego zasobu wiatrowego i stworzył podstawy do oceny ekonomiki eksploatacji farm wiatrowych. Z punktu widzenia rozwoju sektora istotne było również zdobycie doświadczeń związanych z procesem planistycznym, budową infrastruktury drogowej i elektrycznej, transportem komponentów oraz eksploatacją wielu turbin w ramach jednego obiektu.

Kolejnym kluczowym etapem było rozpoczęcie budowy farmy Tararua. Powstawała ona etapami w latach 1999–2007 w Tararua Ranges w dolnej części Wyspy Północnej. Obszar ten z czasem stał się jednym z najważniejszych centrów nowozelandzkiej energetyki wiatrowej. Obecny operator farmy, Mercury, wskazuje, że kolejne części kompleksu były budowane przez kilka lat, dzięki czemu projekt rozwijał się wraz ze zdobywaniem przez krajowy sektor kolejnych doświadczeń technicznych i inwestycyjnych (Mercury 2025a). Etapowy charakter Tararua ma duże znaczenie dla interpretacji historii nowozelandzkiej energetyki wiatrowej. Pokazuje on, że sektor nie rozwijał się poprzez natychmiastowe przejście od niewielkich instalacji do bardzo dużych projektów. Wzrost następował stopniowo, a kolejne inwestycje pozwalały sprawdzać w praktyce możliwości technologiczne i ekonomiczne energii wiatru.

Na przełomie lat dziewięćdziesiątych i dwutysięcznych energetyka wiatrowa nadal stanowiła niewielką część systemu elektroenergetycznego. Istotna była jednak zmiana sposobu postrzegania tej technologii. Z eksperymentalnego i dodatkowego

źródła energii zaczęła przekształcać się w komercyjnie uzasadnioną technologię mogącą uczestniczyć w krajowym rynku energii.

Przełomowym przedsięwzięciem pierwszej dekady XXI wieku była farma Te Āpiti. Jej budowa rozpoczęła się w 2003 roku, a pełną eksploatację osiągnięto w 2004 roku. Projekt składa się z 55 turbin i ma maksymalną moc 90,75 MW. Meridian Energy wskazuje, że Te Āpiti była pierwszą farmą wiatrową wybudowaną przez spółkę w Nowej Zelandii oraz pierwszą farmą wiatrową dostarczającą energię elektryczną bezpośrednio do krajowej sieci przesyłowej (Meridian Energy 2026b). Te Āpiti była istotna również pod względem skali. Jej moc była wielokrotnie większa niż pierwszych przedsięwzięć wiatrowych. Wymagała budowy około 21 km dróg umożliwiających transport elementów turbin oraz wykonania 55 fundamentów. Do montażu wykorzystywano żuraw gąsienicowy o udźwigu odpowiednim do ciężkich elementów konstrukcyjnych. Projekt pokazał więc, że energetyka wiatrowa zaczyna przyjmować charakter pełnowymiarowej infrastruktury energetycznej, wymagającej zaawansowanego przygotowania logistycznego i budowlanego (Meridian Energy 2026b). Sukces Te Āpiti stworzył dodatkowy impuls dla kolejnych inwestycji. W następnych latach powstały projekty zarówno na Wyspie Północnej, jak i Południowej, a liczba i moc turbin stopniowo rosły. W ten sposób zakończyła się początkowa faza rozwoju sektora, której głównym zadaniem było potwierdzenie technicznej i ekonomicznej możliwości wykorzystania zasobu wiatrowego.

W pierwszej dekadzie XXI wieku energetyka wiatrowa zaczęła przechodzić do fazy komercyjnej ekspansji. Szczególne znaczenie miały projekty takie jak Te Āpiti, White Hill i West Wind. Ich realizacja pokazała, że możliwe jest rozwijanie dużych farm w różnych częściach państwa i w odmiennych warunkach terenowych. Farma White Hill została zlokalizowana w Southland i była pierwszą farmą wiatrową Meridian Energy na Wyspie Południowej. Budowę rozpoczęto w 2006 roku, a projekt osiągnął pełną operacyjność w 2007 roku. Farma składa się z 29 turbin o łącznej mocy 58 MW. Jej powstanie miało znaczenie z punktu widzenia geograficznej dywersyfikacji generacji wiatrowej i potwierdziło, że rozwój sektora nie musi ograniczać się do najbardziej znanych lokalizacji Wyspy Północnej (Meridian Energy 2026c). W tym samym okresie rozwijał się kompleks Tararua, którego kolejne etapy oddawano do eksploatacji aż do 2007 roku. W rezultacie region Manawatū stał się centrum koncentracji dużej liczby turbin i jednym z najbardziej charakterystycznych obszarów energetyki wiatrowej w kraju. Obecnie farma Tararua dostarcza średnio ponad 560 GWh energii rocznie (Mercury 2026a). Kolejnym znaczącym przedsięwzięciem była farma West Wind w Mākara, na zachód od Wellingtonu. Budowa rozpoczęła się w 2007 roku, a pełna eksploatacja w 2009 roku. Farma składa się z 62

turbin o łącznej mocy 142,6 MW. Jej lokalizacja wykorzystuje efekt przyspieszania przepływu powietrza związany z Cieśniną Cooka, która należy do najbardziej wietrznych części kraju (Meridian Energy 2026d). West Wind stanowiła ważny etap nie tylko pod względem mocy, ale również z punktu widzenia logistyki. Położenie farmy w trudnym terenie i konieczność dostarczenia dużych komponentów wymagały stworzenia specjalnych rozwiązań transportowych. Aby uniknąć przewozu elementów przez zatłoczone ulice Wellingtonu, zbudowano tymczasowe nabrzeże w Oteranga Bay oraz około 33 km dróg łączących punkt wyładunku z obszarem farmy (Meridian Energy 2026d). Przypadek West Wind dobrze ilustruje jeden z charakterystycznych elementów nowozelandzkiego sektora. Najlepsze zasoby wiatrowe często występują na terenach trudnych z punktu widzenia infrastruktury. W efekcie rozwój energetyki wiatrowej wymuszał stopniowe doskonalenie kompetencji związanych nie tylko z samymi turbinami, ale także z budową dróg, planowaniem transportów oraz koordynacją operacji ciężkiego montażu.

Tabela 2.1. Chronologia rozwoju energetyki wiatrowej

Rok	Wydarzenie
1993	Uruchomienie turbiny demonstracyjnej Brooklyn
1999	Tararua Stage 1
2004	Te Āpiti oraz Tararua Stage 2
2007	White Hill i Tararua Stage 3
2009	West Wind
2021	Waipipi
2023	Turitea i Kaiwera Downs Stage 1
2024	Harapaki – osiągnięcie pełnej skali projektu

Źródło: Oficjalne materiały Meridian Energy, Mercury oraz MBIE.

2.2. Etapy rozwoju sektora energetyki wiatrowej

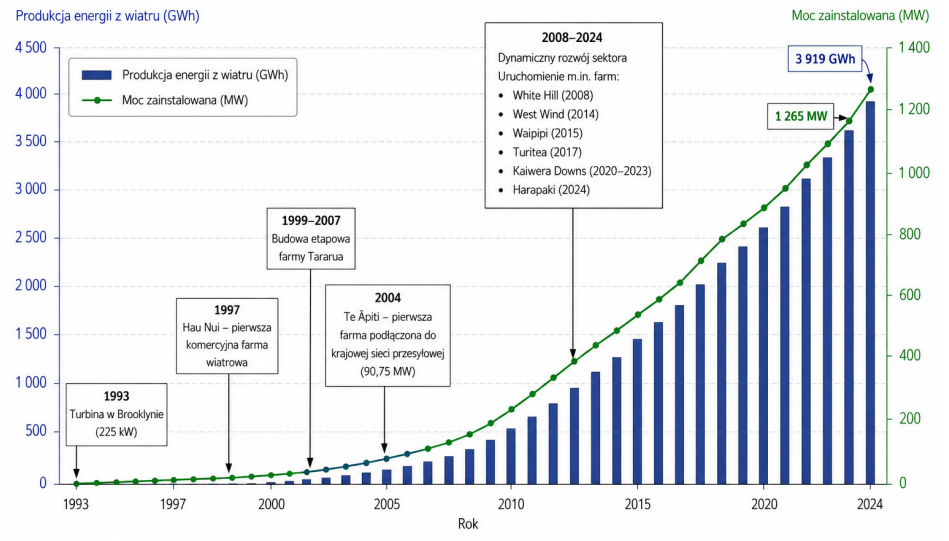
Historię energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii można podzielić na kilka etapów różniących się skalą inwestycji, charakterem technologii i rolą, jaką wiatr pełnił w systemie elektroenergetycznym.

Pierwszy etap, przypadający na lata dziewięćdziesiąte XX wieku, miał charakter przede wszystkim demonstracyjny i pionierski. Najważniejsze znaczenie miały turbina w Brooklynie z 1993 roku oraz uruchomiona w 1997 roku Hau Nui. Projekty te pozwalały sprawdzić zachowanie turbin w lokalnych warunkach i tworzyły

podstawową wiedzę potrzebną do późniejszej komercjalizacji sektora (MBIE 2026a; Meridian Energy 2026a).

Drugi etap można datować od końca lat dziewięćdziesiątych do około 2011 roku. Był to okres szybkiego zwiększania liczby dużych inwestycji. Powstały kolejne etapy Tararua, Te Āpiti, White Hill, West Wind, a także inne projekty, które stopniowo zwiększały całkowitą moc zainstalowaną. Ten okres miał fundamentalne znaczenie dla instytucjonalizacji sektora. Energetyka wiatrowa zaczęła być traktowana jako technologia zdolna do dostarczania znaczących wolumenów energii na rynek hurtowy. Kolejne projekty realizowały już duże przedsiębiorstwa energetyczne dysponujące doświadczeniem w budowie i eksploatacji infrastruktury wytwórczej. Następowało również stopniowe tworzenie zaplecza projektowego, konsultingowego, transportowego i serwisowego. Długookresowy charakter zmian zachodzących w sektorze znajduje odzwierciedlenie zarówno we wzroście produkcji energii elektrycznej z wiatru, jak i w zwiększaniu mocy zainstalowanej. Rozwój tych dwóch parametrów w latach 1993–2024 przedstawiono na rysunku 2.2.

Rysunek 2.2. Rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii w latach 1993-2024



Źródło: MBIE, Energy in New Zealand 2025. Wykres generacji jako miernika rozwoju sektora.

Do tej fazy należy również powstanie Mahinerangi na Wyspie Południowej. Pierwszy etap farmy został oddany do eksploatacji w 2011 roku. Obiekt składa się z 12 turbin i ma moc 36 MW. Mercury podaje, że w pierwszych czternastu latach

eksploatacji średnia roczna produkcja farmy wynosiła około 113 GWh. Pierwotna zgoda środowiskowa obejmowała możliwość znacznie większego rozwoju lokalizacji, do około 200 MW, co pokazuje, że od początku rozważano dalszą ekspansję tego obszaru (Mercury 2026b). Równie istotnym projektem była Te Uku w Waikato. Farma obejmuje 28 turbin i osiąga moc 64,4 MW. Projekt został zrealizowany we współpracy Meridian Energy z WEL Networks, co stanowiło przykład innego modelu organizacyjnego niż klasyczna inwestycja realizowana wyłącznie przez dużego generatora. Meridian wskazuje, że był to pierwszy w kraju projekt wiatrowy realizowany wspólnie przez przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem i sprzedażą energii oraz spółkę sieciową (Meridian Energy 2025).

Po okresie intensywnych inwestycji nastąpiła faza wolniejszego wzrostu. W pierwszej połowie i w środkowej części lat 2010. budowano mniej nowych dużych farm niż w poprzedniej dekadzie. Nie oznaczało to jednak zahamowania rozwoju technologicznego. W tym czasie zwiększała się efektywność nowych modeli turbin, rosły średnice wirników i moce jednostkowe, a projekty znajdujące się na etapie planowania mogły być przygotowywane z wykorzystaniem coraz większych urządzeń.

Wyraźne przyspieszenie nastąpiło pod koniec drugiej dekady XXI wieku. W 2019 roku branża wskazywała na około 740 mln NZD zobowiązań inwestycyjnych związanych z nową generacją wiatrową. New Zealand Wind Energy Association oceniała wówczas, że nowe projekty mogą dostarczać energię odpowiadającą zużyciu około 180 tys. gospodarstw domowych (NZWEA 2020). Nowa fala inwestycji objęła przede wszystkim Turitea, Waipipi, Kaiwera Downs i Harapaki. Projekty te różniły się od wcześniejszych farm zarówno pod względem wielkości pojedynczych turbin, jak i skali całego przedsięwzięcia. Waipipi w South Taranaki została ukończona w marcu 2021 roku. Farma składa się z 31 turbin Siemens Gamesa SWT130 i ma maksymalną moc 113 MW. Jej średnia roczna produkcja została oszacowana na około 455 GWh. Inwestycja kosztowała około 277 mln NZD i została połączona z siecią Transpower 110 kV za pomocą około 11-kilometrowej linii przesyłowej prowadzącej do stacji Waverley (Mercury 2026c). Waipipi jest przykładem zmiany skali technologicznej. W porównaniu z wcześniejszymi farmami mniejsza liczba turbin umożliwia uzyskanie znacznie większej mocy dzięki zastosowaniu urządzeń o wyższej mocy jednostkowej. Tendencja ta jest jednym z najważniejszych elementów ewolucji współczesnej energetyki wiatrowej. Jeszcze większym projektem stała się Turitea. Farma została zlokalizowana w Tararua Ranges w pobliżu Palmerston North i osiągnęła pełną komercyjną eksploatację w maju 2023 roku. Składa się z 60 turbin Vestas V112, a jej moc wynosi około 222 MW. Jest obecnie największą operacyjną farmą wiatrową Nowej Zelandii (Mercury 2026d). Uruchomienie Turitea

można traktować jako jeden z najważniejszych momentów w historii krajowej energetyki wiatrowej. Projekt przekroczył poziom 200 MW, co wcześniej nie występowało w pojedynczej nowozelandzkiej farmie. Średnia roczna produkcja obiektu jest szacowana na około 842 GWh. Farma została połączona z krajową siecią poprzez nową linię 220 kV o długości około 12 km, prowadzącą do stacji Linton należącej do Transpower (Mercury 2026d). Pierwsze dwa pełne lata funkcjonowania Turitea potwierdziły skalę jej znaczenia. Mercury podało w czerwcu 2025 roku, że od momentu pełnego uruchomienia farma wyprodukowała około 1600 GWh energii elektrycznej (Mercury 2025b). Równocześnie rozwijała się farma Kaiwera Downs na Wyspie Południowej. Pierwszy etap został uruchomiony w listopadzie 2023 roku. W 2026 roku drugi etap znajdował się w budowie, a zakończenie prac planowane było na 2027 rok (Mercury 2026e). Drugim wielkim przedsięwzięciem tej fazy stała się Harapaki w Hawke's Bay. Decyzję inwestycyjną dotyczącą projektu ogłoszono w lutym 2021 roku. Farma obejmuje 41 turbin i ma moc 176 MW. W momencie podejmowania decyzji koszt inwestycji szacowano na 395 mln NZD, natomiast w 2022 roku prognozę zwiększono do 448 mln NZD, między innymi w wyniku wzrostu kosztów prac cywilnych i trudnych warunków realizacyjnych (Meridian Energy 2021; Meridian Energy 2022). Harapaki stała się drugą pod względem mocy farmą wiatrową w kraju. Jej 41 turbin może wytwarzać łącznie 176 MW, a operator szacuje, że odpowiada to zapotrzebowaniu ponad 70 tys. przeciętnych gospodarstw domowych (Meridian Energy 2026e).

Rozwój z lat 2021–2024 wyraźnie zmienił strukturę krajowego sektora. Według MBIE w okresie od 2020 do 2024 roku zainstalowana moc wiatrowa niemal się podwoiła. Wzrost związany był przede wszystkim z uruchomieniem Waipipi, Turitea, Kaiwera Downs oraz Harapaki. Tym samym po okresie stosunkowo umiarkowanej aktywności inwestycyjnej energetyka wiatrowa ponownie weszła w fazę szybkiej ekspansji.

Tabela 2.2. Najważniejsze działające farmy wiatrowe

Farma	Region	Turbiny	Moc [MW]	Uruchomienie	Operator
Tararua I–III	Manawatū	134	161	1999/2004/2007	Mercury
Te Āpiti	Manawatū	55	90	2004	Meridian
White Hill	Southland	29	58	2007	Meridian
West Wind	Wellington	62	143	2009	Meridian
Waipipi	South Taranaki	31	133.3	2021	Mercury
Turitea	Manawatū	60	222	2023	Mercury

Farma	Region	Turbiny	Moc [MW]	Uruchomienie	Operator
Kaiwera Downs – Stage 1	Southland	10	43	2023	Mercury
Harapaki	Hawke's Bay	41	176	2024	Meridian

Źródło: Meridian Energy; Mercury; dane projektowe operatorów.

2.3. Najważniejsze farmy wiatrowe i ich znaczenie dla krajowego systemu energetycznego

Analiza historii nowozelandzkiej energetyki wiatrowej wymaga zwrócenia uwagi na kilka inwestycji, które wyznaczały kolejne etapy rozwoju całego sektora. Poszczególne farmy nie były bowiem wyłącznie źródłami dodatkowej energii elektrycznej. W wielu przypadkach wprowadzały nowe rozwiązania techniczne, zwiększały doświadczenie krajowej branży oraz zmieniały skalę wykorzystania energii wiatru.

Pierwsze miejsce w tym ujęciu zajmuje Hau Nui. Jej uruchomienie w 1997 roku oznaczało powstanie pierwszej komercyjnej farmy wiatrowej w Nowej Zelandii. MBIE traktuje właśnie tę inwestycję jako początek historii krajowych farm wiatrowych (MBIE 2026a).

Drugim ważnym punktem była Tararua. Jej etapowa budowa w latach 1999–2007 stworzyła w regionie Manawatū jeden z największych zespołów infrastruktury wiatrowej w kraju. Znaczenie Tararua wynika również z długiego okresu eksploatacji. Obiekt pozwala obecnie analizować zagadnienia związane ze starzeniem się pierwszych dużych flot turbin oraz perspektywą repoweringu. Mercury prowadzi prace nad strategią modernizacji Tararua, zakładającą w przyszłości wzrost całkowitej mocy o około 60 MW oraz zwiększenie rocznej produkcji o około 270 GWh. Projekt przewidywany jest na okres po 2030 roku (Mercury 2026f). Te Āpiti była natomiast projektem, który pokazał możliwość bezpośredniej integracji dużej farmy z krajową siecią. Jej 55 turbin i 90,75 MW mocy stanowiły znaczący krok naprzód w stosunku do wcześniejszych instalacji. Lokalizacja w pobliżu Manawatū Gorge wykorzystuje efekt przyspieszania silnych zachodnich wiatrów, co potwierdza ścisły związek rozwoju sektora z wyjątkowymi warunkami naturalnymi kraju (Meridian Energy 2026b). White Hill była z kolei istotna dla geograficznego rozszerzenia sektora na Wyspę Południową. Jej 29 turbin o łącznej mocy 58 MW rozpoczęło pełną pracę w 2007 roku. Projekt potwierdził możliwość wykorzystania bardzo dobrych zasobów wiatrowych Southland oraz budowy farm na obszarach wykorzystywanych wcześniej między innymi gospodarczo i leśnie (Meridian Energy 2026c). West Wind

znacząco podniosła skalę pojedynczych inwestycji. Moc 142,6 MW i 62 turbiny uczyniły ją jednym z największych projektów swojej generacji. Szczególnie cenne były doświadczenia logistyczne związane z budową tymczasowego nabrzeża oraz sieci dróg koniecznych do dostarczenia komponentów na trudno dostępny obszar Mākara (Meridian Energy 2026d). Mahinerangi reprezentuje natomiast model rozwoju etapowego. Pierwsza część o mocy 36 MW funkcjonuje od 2011 roku, ale lokalizacja od początku była projektowana z możliwością znacznego zwiększenia skali. W 2026 roku Mercury uzyskało zgodę fast-track i aprobatę zarządu dla kolejnego etapu, określanego jako Puke Kapo Hau. Projekt ma obejmować 40 turbin o łącznej mocy 192 MW i przewidywanej produkcji około 535 GWh rocznie (Mercury 2026e). Waipipi stanowi przykład przejścia do nowej generacji technologicznej. Zaledwie 31 turbin zapewnia moc 113 MW, co dobrze ilustruje wzrost mocy jednostkowej w stosunku do farm budowanych kilkanaście lat wcześniej. Projekt ma również znaczenie regionalne, ponieważ wykorzystuje zasób wiatrowy South Taranaki i zwiększa przestrzenne zróżnicowanie generacji wiatrowej (Mercury 2026c).

Największym obecnie obiektem jest Turitea. Farma o mocy około 222 MW składa się z 60 turbin i produkuje średnio około 842 GWh rocznie. Z punktu widzenia krajowego systemu jest to już źródło o skali porównywalnej z dużymi konwencjonalnymi jednostkami wytwórczymi pod względem rocznego wolumenu produkcji, choć oczywiście o innym profilu generacji (Mercury 2026d). Turitea symbolizuje zmianę statusu energetyki wiatrowej. Technologia, która trzy dekady wcześniej była testowana za pomocą pojedynczej turbiny o mocy 225 kW, zaczęła funkcjonować w postaci farm przekraczających 200 MW. Sama różnica pomiędzy skalą turbiny w Brooklynie a współczesnymi instalacjami pokazuje tempo postępu technologicznego i inwestycyjnego sektora.

Harapaki reprezentuje podobną generację projektów. Moc 176 MW uzyskiwana z 41 turbin wskazuje na dalszy wzrost mocy jednostkowej. W momencie podejmowania decyzji inwestycyjnej zakładano wykorzystanie turbin o mocy około 4,3 MW każda oraz roczną produkcję P50 na poziomie około 542 GWh (Meridian Energy 2021).

Znaczenie największych farm nie ogranicza się do produkcji energii. Projekty wymagają nowych stacji transformatorowych, linii przesyłowych, dróg, placów montażowych oraz infrastruktury komunikacyjnej. Ich realizacja wpływa więc na rozwój lokalnej i krajowej infrastruktury energetycznej, a jednocześnie tworzy zapotrzebowanie na wyspecjalizowane usługi budowlane, elektryczne i serwisowe. Istotnym aspektem jest również koncentracja części inwestycji w określonych regionach. Tararua, Te Āpiti i Turitea znajdują się w szeroko rozumianym obszarze Manawatū

i Tararua Ranges. Lokalizacja wielu źródeł w tym regionie wynika z wyjątkowo korzystnych zasobów wiatrowych, ale może również prowadzić do wzrostu znaczenia odpowiednio zaprojektowanej infrastruktury sieciowej. Z drugiej strony rozwój projektów w Taranaki, Hawke's Bay, Southland i Otago zwiększa przestrzenne zróżnicowanie sektora. Z perspektywy systemowej rozproszenie źródeł może częściowo zmniejszać korelację produkcji poszczególnych farm, ponieważ warunki meteorologiczne nie zawsze są identyczne w różnych częściach kraju.

Tabela 2.3. Charakterystyka wybranych współczesnych farm

Farma	Turbiny	Moc [MW]	Typ/moc turbiny	Tip height [m]	P50/średnia produkcja [GWh/rok]	CAPEX [NZD mln]
Harapaki	41	176	4.3 MW	145	542	395
Turitea	60	222	Vestas V112	125	842	—
Waipipi	31	133.3	Siemens Gamesa 4.3 MW	160	455	276
Kaiwera Downs Stage 1	10	43	Vestas V136-4.3 MW	145	146	115

Źródło: Meridian Energy; Mercury; NZX/Tilt Renewables. Wartości produkcji są wartościami projektowymi/średnimi publikowanymi przez operatorów.

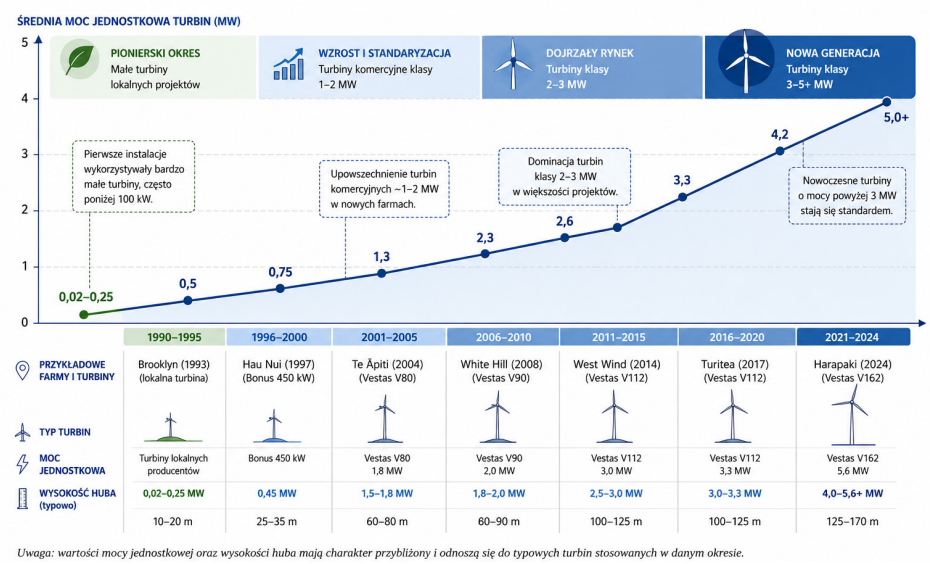
2.4. Rozwój technologiczny i zmiany parametrów nowozelandzkich farm wiatrowych

Jednym z najbardziej widocznych elementów rozwoju sektora jest wzrost parametrów technicznych turbin. Historia nowozelandzkiej energetyki wiatrowej pokazuje przejście od urządzeń o mocy liczonej w setkach kilowatów do turbin przekraczających 4 MW. Pierwsza turbina w Brooklynie miała moc maksymalną 225 kW. Jej znaczenie polegało przede wszystkim na demonstracji technologii. W 2016 roku została zastąpiona większą jednostką, której produkcja miała być wielokrotnie wyższa od produkcji pierwotnej turbiny (Meridian Energy 2026a). Wczesne komercyjne farmy wykorzystywały urządzenia znacznie mniejsze od obecnie stosowanych. Rozwój technologii doprowadził stopniowo do zwiększania średnic wirników, wysokości piast i mocy generatorów. Proces ten miał fundamentalne znaczenie ekonomiczne. Większa turbina może przechwytywać energię z większej powierzchni przepływu powietrza, dzięki czemu jedna jednostka jest w stanie zastąpić kilka starszych urządzeń.

Przykład porównania Te Āpiti i Harapaki dobrze pokazuje skalę tej zmiany. Te Āpiti dysponuje 55 turbinami o łącznej mocy 90,75 MW, co oznacza średnią moc jednostkową na poziomie około 1,65 MW. Harapaki wykorzystuje natomiast 41

turbin do osiągnięcia 176 MW, czyli około 4,3 MW na turbinę. W rezultacie farma z mniejszą liczbą urządzeń osiąga prawie dwukrotnie większą moc (Meridian Energy 2026b; Meridian Energy 2021). Podobną tendencję można zaobserwować w Waipipi. 31 turbin Siemens Gamesa SWT130 zapewnia 113 MW mocy. Zwiększenie mocy jednostkowej pozwala ograniczać liczbę turbin potrzebnych do uzyskania danego poziomu produkcji, choć równocześnie zwiększa rozmiary i masę poszczególnych komponentów oraz wymagania transportowe i montażowe (Mercury 2026c).

Rysunek 2.4. Ewolucja mocy jednostkowej turbin zainstalowanych w Nowej Zelandii



Uwaga: wartości mocy jednostkowej oraz wysokości huba mają charakter przybliżony i odnoszą się do typowych turbin stosowanych w danym okresie.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych operatorów.

Rozwój technologiczny wpływa również na wysokość całych konstrukcji. Turbiny Turitea typu Vestas V112 osiągają około 125 m od poziomu gruntu do końcówki łopaty w najwyższym położeniu. W nowszych projektach planowane urządzenia mogą być jeszcze wyższe, co zwiększa dostęp do stabilniejszych przepływów powietrza i umożliwia wykorzystanie większej powierzchni wirnika (Mercury 2026d). Rosnąca wielkość turbin zmienia także charakter procesu budowlanego. Większe łopaty wymagają dokładniejszego planowania tras transportowych, większych placów manewrowych i bardziej zaawansowanych pojazdów specjalistycznych. Cięższe gondole i sekcje wież zwiększają wymagania wobec żurawi głównych. W praktyce rozwój technologiczny prowadzi więc do paradoksu: mniejsza liczba turbin może zapewnić większą moc, lecz każda pojedyncza turbina staje się bardziej wymagająca pod względem logistyki i montażu. Zmiana parametrów wpływa także na ekonomię

eksploatacji. Zwiększenie produkcji z jednej turbiny pozwala potencjalnie zmniejszać niektóre koszty infrastrukturalne przypadające na jednostkę mocy. Z drugiej strony awaria pojedynczej większej turbiny oznacza jednorazową utratę większej części mocy farmy, a wymiana głównych komponentów może wymagać zastosowania specjalistycznych urządzeń o bardzo dużej nośności. Rozwój technologii obejmuje również systemy sterowania i monitoringu. Współczesne turbiny są stale monitorowane za pomocą systemów SCADA, które rejestrują parametry pracy, produkcję, temperatury, drgania, stany alarmowe i szereg innych danych. Umożliwia to zarówno bieżące zarządzanie farmą, jak i rozwój utrzymania predykcyjnego.

Wraz ze wzrostem wieku pierwszych dużych farm coraz większego znaczenia nabiera repowering. Polega on na zastępowaniu starszych turbin mniejszą liczbą nowoczesnych urządzeń o znacznie wyższej mocy i produktywności. Planowana przez Mercury modernizacja Tararua stanowi przykład tego kierunku. Operator przewiduje możliwość zwiększenia mocy obiektu o około 60 MW oraz rocznej produkcji o około 270 GWh po 2030 roku (Mercury 2026f). Repowering może w przyszłości stać się jednym z najważniejszych elementów nowozelandzkiego rynku. Najstarsze farmy znajdują się bowiem często w lokalizacjach wybranych ze względu na bardzo dobre zasoby wiatrowe. Wykorzystanie tych samych obszarów przez nowe generacje turbin może pozwalać na znaczące zwiększenie produkcji bez konieczności poszukiwania całkowicie nowych lokalizacji. Nie oznacza to jednak, że repowering jest procesem prostym. Zmiana parametrów turbin może wymagać ponownej oceny oddziaływań środowiskowych, krajobrazowych i akustycznych oraz dostosowania infrastruktury drogowej, fundamentów i sieci. Większe urządzenia nie mogą być automatycznie instalowane w miejscu starszych turbin bez przeprowadzenia nowego procesu projektowego. Rozwój sektora jest więc rezultatem dwóch nakładających się procesów: ekspansji przestrzennej poprzez budowę nowych farm oraz intensyfikacji technologicznej poprzez instalowanie coraz bardziej wydajnych turbin. W przyszłości trzecią formą wzrostu będzie zapewne coraz częściej repowering istniejących lokalizacji.

2.5. Obecny stan i dynamika rozwoju sektora

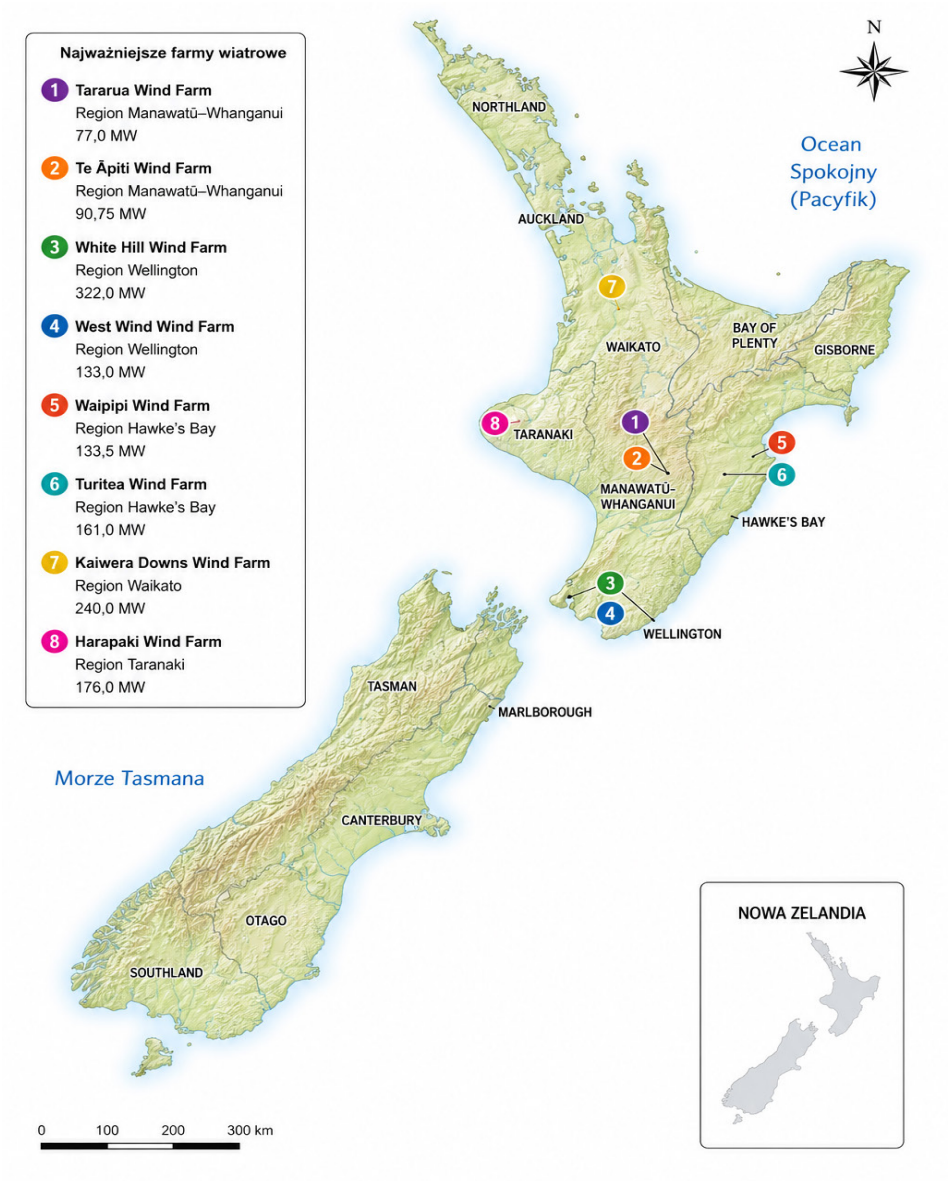
Do połowy lat dwudziestych XXI wieku energetyka wiatrowa stała się trwałym elementem nowozelandzkiego systemu elektroenergetycznego. Według danych MBIE na listopad 2025 roku w kraju funkcjonowało 21 lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy 1263 MW (MBIE 2026b). Porównanie tego poziomu z sytuacją z początku XXI wieku pokazuje bardzo dużą skalę przemiany. Sektor, który w latach

dziewięćdziesiątych rozwijał się poprzez pojedyncze eksperymentalne turbiny i niewielkie farmy, obecnie obejmuje obiekty o mocach przekraczających 100 i 200 MW. Szczególnie szybki wzrost nastąpił po 2020 roku. Uruchomienie Waipipi, Turitea, Kaiwera Downs i Harapaki znacząco zwiększyło krajową moc wytwórczą. Jednocześnie projekty te wprowadziły nową generację turbin, charakteryzujących się wyższymi mocami jednostkowymi i większą produktywnością. Obecny sektor ma również bardziej zróżnicowaną strukturę geograficzną. Choć region Manawatū i Tararua Ranges nadal należy do najważniejszych obszarów koncentracji energetyki wiatrowej, duże instalacje funkcjonują także w Wellingtonie, Taranaki, Hawke's Bay, Waikato, Otago i Southland. Obecny sektor ma również bardziej zróżnicowaną strukturę geograficzną. Choć region Manawatū i Tararua Ranges nadal należy do najważniejszych obszarów koncentracji energetyki wiatrowej, duże instalacje funkcjonują także w Wellingtonie, Taranaki, Hawke's Bay, Waikato, Otago i Southland. Rozmieszczenie najważniejszych działających farm wiatrowych przedstawiono na rysunku 2.5.

Zwiększenie mocy przekłada się na wzrost produkcji energii elektrycznej. W ostatnich latach wiatr przestał pełnić jedynie marginalną rolę i stał się jednym z podstawowych odnawialnych źródeł uzupełniających hydroenergetykę i geotermię. Jednocześnie jego znaczenie systemowe jest większe niż sama wielkość produkcji, ponieważ rozwój generacji wiatrowej zwiększa dywersyfikację zasobów odnawialnych. Dynamika sektora nie ogranicza się do obiektów już eksploatowanych. W 2026 roku w budowie znajdował się między innymi drugi etap Kaiwera Downs, którego ukończenie planowane jest na 2027 rok. W budowie znajduje się również Kaiwaikawe w Northland, również z zakładanym ukończeniem w 2027 roku (Mercury 2026e).

Istotny jest także portfel projektów znajdujących się na wcześniejszych etapach rozwoju. Mercury prowadzi prace nad Puketoi Wind Farm w Tararua District. Projekt posiada zgodę i według aktualnych założeń może osiągnąć około 228 MW mocy przy 53 turbinach i produkcji rzędu 1040 GWh rocznie. Obowiązująca zgoda została przedłużona tak, aby rozpoczęcie budowy mogło nastąpić do 2031 roku (Mercury 2026g). Kolejnym przykładem jest Puke Kapo Hau, czyli drugi etap Mahinerangi. W 2026 roku projekt posiadał zgodę w procedurze fast-track oraz zatwierdzenie korporacyjne Mercury. Aktualny wariant obejmuje 40 turbin o łącznej mocy 192 MW i przewidywanej produkcji około 535 GWh rocznie (Mercury 2026e). Spółka analizuje również Waikokowai w North Waikato. Wcześniejsze założenia projektu przewidywały możliwość budowy dużej liczby turbin o łącznej mocy liczonych w setkach megawatów. Pokazuje to skalę zainteresowania dalszym rozwojem lądowej energetyki wiatrowej w regionach dotychczas słabiej wykorzystanych przez sektor.

Rysunek 2.5. Lokalizacja najważniejszych farm wiatrowych w Nowej Zelandii



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych operatorów.

W portfelu projektów znajduje się również modernizacja istniejących aktywów. Repowering Te Rere Hau oraz planowana w dalszej perspektywie modernizacja Tararua pokazują, że nowozelandzki rynek stopniowo wchodzi w fazę, w której obok nowych farm znaczenie zaczyna mieć również zastępowanie starszych technologii

nowymi urządzeniami. Meridian informowała w 2025 roku o uzyskaniu zgody dotyczącej repoweringu Te Rere Hau jako jednego z elementów szerszego programu nowych inwestycji w generację i magazynowanie energii (Meridian Energy 2025b). Obecny pipeline wskazuje, że przekroczenie poziomu 1263 MW mocy nie stanowi końca rozwoju sektora. Przeciwnie, projekty już znajdujące się w budowie lub przygotowaniu mogą w kolejnych latach znacząco zwiększyć potencjał generacyjny. Jednocześnie dalsza ekspansja będzie odbywała się w odmiennych warunkach niż pierwsze dwie dekady rozwoju. Najbardziej oczywiste lokalizacje o doskonałym zasobie i łatwym dostępie do sieci są ograniczone. Nowe projekty muszą coraz częściej uwzględniać rozbudowę przyłączy, ograniczenia przesyłowe, bardziej złożone procesy środowiskowe i rosnące oczekiwania społeczności lokalnych. Wzrost skali turbin będzie dodatkowo zwiększał wymagania logistyczne. Transport coraz dłuższych łopat i cięższych elementów może wymagać modernizacji dróg, specjalistycznych tras i bardziej zaawansowanych metod transportu. Doświadczenia zdobyte podczas budowy takich farm jak West Wind, Turitea i Harapaki tworzą jednak bazę kompetencyjną dla kolejnych przedsięwzięć.

Rozwój sektora będzie również coraz silniej związany z funkcjonowaniem całego systemu elektroenergetycznego. W okresie początkowym każda kolejna farma stanowiła relatywnie małą część krajowego portfela wytwórczego. Przy mocy przekraczającej 1,2 GW oraz dalszym pipeline nowych inwestycji wpływ wiatru na bilansowanie, przepływy w sieci i ceny hurtowe będzie coraz bardziej widoczny. Istotne staje się więc nie tylko pytanie, ile nowych megawatów może zostać wybudowanych, lecz gdzie zostaną one zlokalizowane i jak ich profil produkcji będzie współdziałał z hydroenergetyką, geotermią, fotowoltaiką, magazynami energii i popytem.

Historia rozwoju energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii pokazuje, że sektor przeszedł kilka wyraźnych faz. Pierwsza była związana z testowaniem technologii i budową niewielkich instalacji. Druga przyniosła komercjalizację i powstawanie dużych farm w pierwszej dekadzie XXI wieku. Trzecia charakteryzowała się bardziej umiarkowanym tempem inwestycji, ale jednocześnie szybkim postępem technologicznym. Czwarta, rozpoczęta pod koniec drugiej dekady XXI wieku i kontynuowana obecnie, oznacza ponowne przyspieszenie budowy nowych mocy oraz przejście do farm o skali przekraczającej 100 i 200 MW. W ciągu około trzech dekad dokonała się tym samym zasadnicza zmiana pozycji energii wiatru w krajowej energetyce. Turbina w Brooklynie o mocy 225 kW miała przede wszystkim udowodnić, że technologia może efektywnie funkcjonować w lokalnych warunkach. Współczesne projekty obejmują dziesiątki turbin o mocach jednostkowych przekraczających kilka megawatów i mogą samodzielnie dostarczać setki gigawatogodzin energii rocznie.

Jednocześnie rozwój ten nie powinien być interpretowany wyłącznie jako prosty wzrost liczby turbin. Charakter sektora zmienił się jakościowo. Pierwsze projekty dostarczały doświadczenia techniczne. Kolejna generacja dowodziła możliwości komercyjnego wykorzystania zasobu. Najnowsze farmy stają się natomiast elementem strategicznej przebudowy całego systemu energetycznego. Rozwój Turitea, Harapaki, Waipipi i Kaiwera Downs pokazuje, że energetyka wiatrowa może być w Nowej Zelandii rozwijana na dużą skalę. Projekty Puketoi, Puke Kapo Hau, Kaiwaikawe oraz planowany repowering istniejących farm wskazują jednocześnie, że sektor posiada znaczący potencjał dalszego wzrostu. Nie oznacza to, że rozwój będzie następował automatycznie. Realizacja kolejnych inwestycji zależy od opłacalności ekonomicznej, możliwości przyłączenia do sieci, procedur administracyjnych, dostępności kapitału i akceptacji społecznej. W przyszłości szczególnie istotna stanie się synchronizacja rozwoju nowych źródeł z inwestycjami przesyłowymi i magazynowaniem energii. Dotychczasowa historia daje jednak podstawę do stwierdzenia, że energetyka wiatrowa przestała być eksperymentalnym elementem nowozelandzkiej energetyki. W połowie lat dwudziestych XXI wieku stanowi rozwinięty segment infrastruktury wytwórczej, obejmujący ponad 1,2 GW mocy oraz portfel kolejnych inwestycji. Według MBIE w listopadzie 2025 roku funkcjonowało 21 lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy 1263 MW (MBIE 2026b). Przekształcenie sektora od pojedynczej turbiny badawczej do wielkoskalowej infrastruktury nastąpiło w okresie niewiele dłuższym niż trzy dekady. Tempo to pokazuje zarówno znaczenie wyjątkowych warunków naturalnych Nowej Zelandii, jak i wpływ postępu technologicznego na możliwość wykorzystania zasobu wiatrowego. Kolejnym etapem analizy powinno być zatem odejście od perspektywy historycznej i skupienie się na mechanizmach umożliwiających realizację współczesnych projektów. Wzrost mocy jednostkowej turbin, rozmiarów komponentów i wartości inwestycji powoduje, że budowa farmy wiatrowej jest obecnie złożonym przedsięwzięciem technicznym, organizacyjnym i ekonomicznym. Zagadnienia technologii, developmentu, budowy, eksploatacji, finansowania i logistyki zostaną omówione w następnym rozdziale.

Rozdział 3

TECHNICZNE I EKONOMICZNE ASPEKTY ROZWOJU ENERGETYKI WIATROWEJ

3.1. Technologie stosowane w nowozelandzkiej energetyce wiatrowej

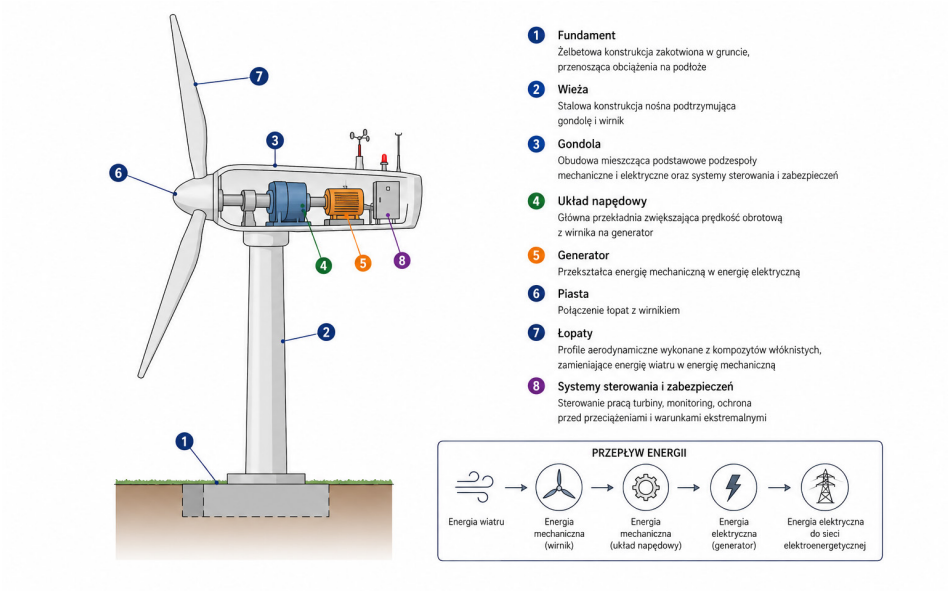
Rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii jest bezpośrednio związany z postępem technologicznym, jaki dokonał się w światowym sektorze wiatrowym w ostatnich trzech dekadach. Pierwsze instalacje powstające w kraju wykorzystywały turbiny o relatywnie niewielkiej mocy jednostkowej, podczas gdy współczesne projekty bazują na urządzeniach przekraczających 4 MW. Zmiana ta nie ogranicza się jedynie do zwiększenia mocy generatora. Obejmuje wzrost średnicy wirników, wysokości wież, rozwój systemów sterowania, poprawę zdolności pracy w zmiennych warunkach atmosferycznych, udoskonalenie diagnostyki oraz integrację turbin z cyfrowymi systemami zarządzania farmą.

Szczególne warunki wiatrowe Nowej Zelandii powodują, że dobór technologii ma fundamentalne znaczenie dla bezpieczeństwa, niezawodności i opłacalności inwestycji. EECA wskazuje, że wysokie średnie prędkości wiatru czynią wiatr szczególnie wartościowym krajowym zasobem energetycznym. Jednocześnie obszary charakteryzujące się bardzo dobrym zasobem mogą doświadczać silnych wiatrów, turbulencji i gwałtownych zmian warunków atmosferycznych. Projektowanie farmy wymaga zatem dostosowania klasy turbiny do charakterystyki konkretnej lokalizacji, a nie jedynie wyboru urządzenia o najwyższej dostępnej mocy (EECA 2026).

Podstawowymi elementami współczesnej turbiny są fundament, wieża, gondola, układ napędowy, generator, wirnik składający się z piasty i łopat oraz systemy sterowania i zabezpieczeń. Energia kinetyczna przepływającego powietrza wprawia wirnik w ruch, który następnie jest przekształcany w energię elektryczną. Ilość energii możliwej do przechwycenia zależy między innymi od powierzchni omiatania

wirnika, dlatego wzrost jego średnicy jest jednym z podstawowych kierunków rozwoju technologicznego. Podstawowe elementy konstrukcyjne współczesnej lądowej turbiny wiatrowej przedstawiono na rysunku 3.1.

Rysunek 3.1. Schemat budowy współczesnej lądowej turbiny wiatrowej



Źródło: Opracowanie własne.

Zmianę skali urządzeń dobrze ilustrują współczesne projekty nowozelandzkie. Pierwszy etap Kaiwera Downs wykorzystuje dziesięć turbin Vestas V136-4.3 MW. Każda z nich dysponuje wirnikiem o średnicy 136 m, a całkowita wysokość konstrukcji do końcówki łopaty wynosi około 145 m. Łączna moc pierwszego etapu to 43 MW. W drugim etapie stosowane jest kolejnych 36 turbin V136-4.3 MW; ich wysokość do końcówki łopaty wynosi około 156 m dzięki zastosowaniu wyższych wież. Po zakończeniu rozbudowy cały kompleks ma osiągnąć 198 MW (Mercury 2026a). Podobną skalę technologiczną reprezentuje Harapaki. Farma składa się z 41 turbin o mocy około 4,3 MW każda, co daje łącznie 176 MW. W dokumentacji inwestycyjnej zakładano wysokość do końcówki łopaty na poziomie około 145 m oraz oczekiwaną produkcję P50 w wysokości 542 GWh rocznie. Porównanie tych parametrów z instalacjami powstającymi dwie dekady wcześniej pokazuje, że wzrost energetyki wiatrowej nie odbywa się wyłącznie poprzez budowę większej liczby urządzeń. Znaczna część przyrostu mocy wynika z możliwości uzyskiwania znacznie większej

produkcji z pojedynczej turbiny (Meridian Energy 2021).

Wzrost średnicy wirnika ma szczególne znaczenie dla efektywności wykorzystania zasobu. Większa powierzchnia omiatania pozwala przechwytywać większą ilość energii, także przy warunkach mniej korzystnych niż znamionowe. Nowoczesne turbiny mogą dzięki temu uzyskiwać wysoki współczynnik wykorzystania mocy przy mniejszej liczbie jednostek. Z punktu widzenia inwestycji oznacza to możliwość ograniczenia liczby fundamentów, dróg dojazdowych i punktów przyłączeniowych przypadających na określoną wielkość mocy, choć jednocześnie zwiększają się wymagania stawiane każdemu pojedynczemu elementowi infrastruktury.

Konstrukcja łopat jest jednym z najbardziej zaawansowanych technologicznie elementów turbiny. Muszą one charakteryzować się niewielką masą w stosunku do swoich rozmiarów, odpowiednią sztywnością, odpornością zmęczeniową oraz zdolnością do pracy przez dziesiątki lat w zmiennych warunkach. Wykorzystanie materiałów kompozytowych umożliwia konstruowanie bardzo długich elementów przy zachowaniu wymaganych parametrów mechanicznych, ale jednocześnie komplikuje ich transport, naprawę i późniejsze zagospodarowanie po zakończeniu okresu eksploatacji.

Współczesne turbiny wykorzystują aktywne systemy regulacji kąta natarcia łopat. Sterowanie pitch pozwala dostosowywać ustawienie łopat do aktualnych warunków wiatrowych i optymalizować produkcję, a w sytuacji występowania nadmiernych prędkości wiatru ograniczać obciążenia działające na konstrukcję. Turbiny posiadają również układy yaw umożliwiające obracanie gondoli w kierunku aktualnego przepływu powietrza. Wysokie prędkości wiatru charakterystyczne dla części lokalizacji w Nowej Zelandii powodują, że systemy te mają znaczenie nie tylko ekonomiczne, ale przede wszystkim konstrukcyjne i bezpieczeństwa. Turbina nie może produkować energii bez ograniczeń wraz ze wzrostem prędkości wiatru. Po osiągnięciu mocy znamionowej system sterowania utrzymuje produkcję na odpowiednim poziomie, natomiast po przekroczeniu określonej granicznej prędkości urządzenie jest zatrzymywane. Chroni to łopaty, wieżę, gondolę i układ napędowy przed nadmiernymi obciążeniami.

Nowoczesne turbiny są jednocześnie urządzeniami cyfrowymi. System SCADA pozwala na zdalne monitorowanie podstawowych parametrów każdego urządzenia oraz całej farmy. Rejestrowane są między innymi moc chwilowa, produkcja energii, kierunek i prędkość wiatru, prędkość obrotowa wirnika, położenie łopat, temperatury komponentów, drgania oraz stany alarmowe. Dane te umożliwiają operatorowi ocenę bieżącego stanu technicznego i podejmowanie decyzji dotyczących eksploatacji. Znaczenie diagnostyki rośnie wraz ze wzrostem mocy jednostkowej. Awaria turbiny

o mocy przekraczającej 4 MW powoduje większą utratę potencjalnej produkcji niż awaria jednostki starszej generacji o mocy kilkuset kilowatów. Z tego względu coraz większego znaczenia nabiera condition monitoring, czyli monitorowanie stanu kluczowych komponentów w sposób umożliwiający wykrywanie symptomów uszkodzeń przed wystąpieniem awarii. Do danych pochodzących z systemów sterowania mogą być dodawane informacje z czujników drgań, analizy oleju, termografii czy okresowych inspekcji łopat. Pozwala to stopniowo przechodzić od utrzymania reaktywnego, w którym naprawa następuje po wystąpieniu awarii, do utrzymania predykcyjnego. Dla farm położonych w trudno dostępnych lokalizacjach ma to szczególne znaczenie, ponieważ każda poważna wymiana komponentu może wymagać sprowadzenia specjalistycznego żurawia i ponownego przygotowania infrastruktury montażowej.

Technologia turbin nie funkcjonuje jednak samodzielnie. Farma wiatrowa jest rozbudowanym systemem obejmującym wewnętrzną sieć elektroenergetyczną, transformatory, stację elektroenergetyczną, infrastrukturę komunikacyjną, drogi, systemy odprowadzania wody, place montażowe oraz punkt przyłączenia do sieci. W projekcie Harapaki dokumentacja inwestycyjna wskazywała między innymi na około 232 km okablowania, 23 km dróg i budowę infrastruktury elektroenergetycznej obejmującej transformację 220/33 kV (Meridian Energy 2021). Podobne znaczenie infrastruktury sieciowej widoczne jest w Kaiwera Downs. Pierwszy etap został wyposażony w około 18 km linii 33 kV. Drugi etap wymaga natomiast około 4 km nowej linii 220 kV prowadzącej do sieci Transpower. Wzrost mocy całego kompleksu do 198 MW powoduje więc jakościową zmianę wymagań przyłączeniowych (Mercury 2026a). Rozwój technologii farm wiatrowych należy w konsekwencji rozpatrywać szerzej niż jedynie przez pryzmat parametrów turbiny. Nowoczesny projekt jest zintegrowanym systemem mechanicznym, elektrycznym, informatycznym i infrastrukturalnym. Jego efektywność zależy od właściwego dopasowania wszystkich elementów do charakterystyki lokalizacji i wymagań systemu elektroenergetycznego.

Tabela 3.1. Ewolucja parametrów turbin – przykłady

Projekt / okres	Moc jednostkowa [MW]	Rotor / charakterystyka
Brooklyn (1993)	0.225	turbina demonstracyjna
Tararua I–II (1999/2004)	0.66	Vestas V47, rotor 47 m
Te Āpiti (2004)	1.65	generacja średniej skali
West Wind (2009)	2.3	większe turbiny klasy 2 MW
Waipipi (2021)	4.3	rotor 130 m
Harapaki / Kaiwera Downs	4.3	rotor ok. 136 m; tip height ok. 145 m

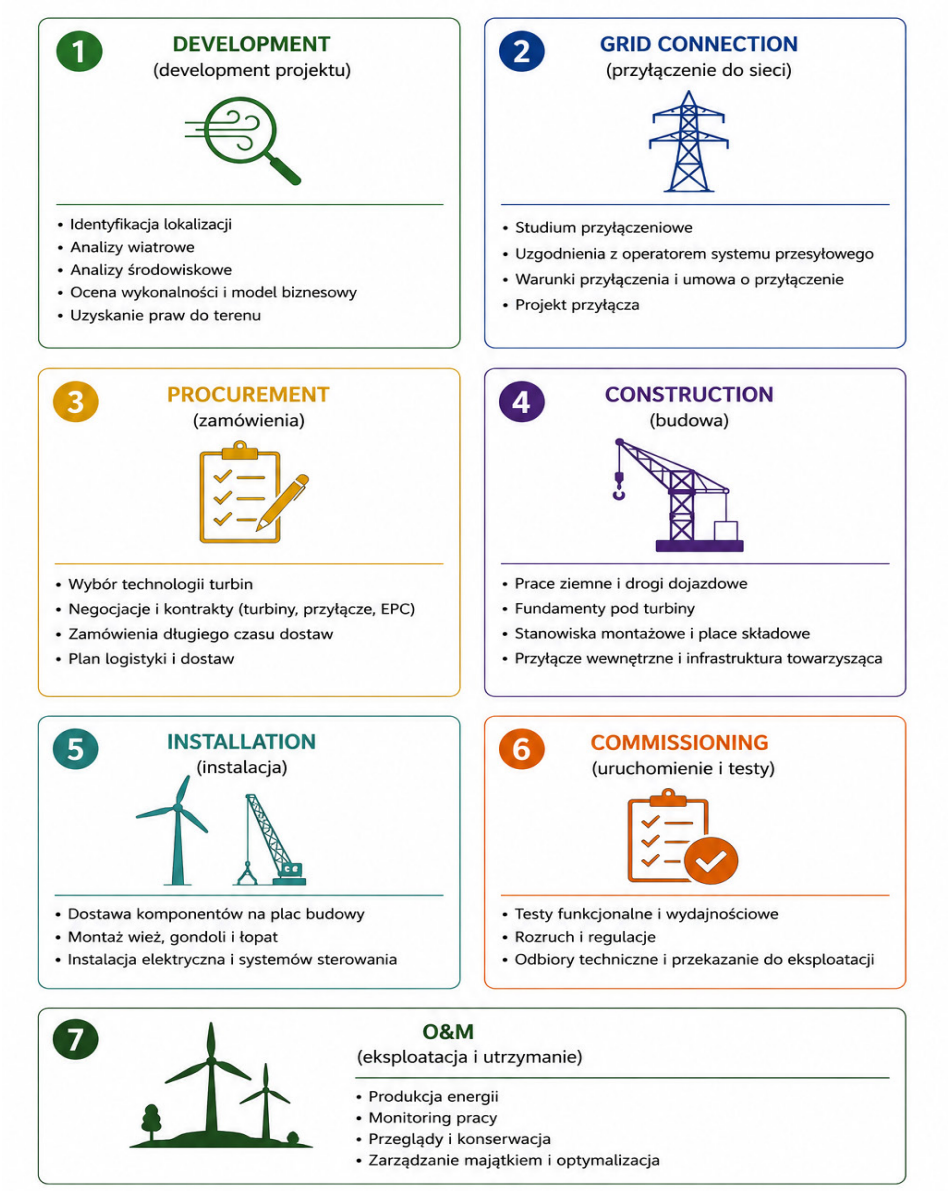
Źródło: Dane operatorów; zestawienie syntetyczne.

3.2. Proces przygotowania i realizacji inwestycji w farmę wiatrową

Budowa farmy wiatrowej jest poprzedzona wieloletnim procesem przygotowawczym. Okres developmentu może być niekiedy dłuższy od samej budowy. Wynika to ze skali analiz technicznych, środowiskowych i ekonomicznych, konieczności zapewnienia praw do terenu, uzyskania wymaganych zgód oraz przygotowania przyłączenia do systemu elektroenergetycznego. Proces realizacji farmy wiatrowej ma charakter wieloetapowy i obejmuje działania od fazy developmentu, poprzez przygotowanie przyłączenia i zamówienia, aż po budowę, instalację, commissioning oraz późniejszą eksploatację. Główne etapy tego procesu przedstawiono na rysunku 3.2.

Pierwszym etapem jest identyfikacja potencjalnej lokalizacji. Podstawowym kryterium pozostaje odpowiedni zasób wiatru, jednak współczesny development nie może ograniczać się do mapowania średnich prędkości. Już na wczesnym etapie należy analizować możliwość transportu turbin, odległość od sieci, strukturę własności gruntów, ukształtowanie terenu, potencjalne ograniczenia środowiskowe oraz relacje z lokalnymi społecznościami. Projekt, który posiada doskonałe warunki wiatrowe, ale wymaga budowy bardzo długiej linii przesyłowej lub rozległej modernizacji dróg, może okazać się mniej atrakcyjny ekonomicznie niż lokalizacja charakteryzująca się nieco niższym zasobem, lecz lepszym dostępem do infrastruktury. W rezultacie wybór terenu jest procesem optymalizacyjnym obejmującym jednocześnie wiele zmiennych. Po wstępnej identyfikacji lokalizacji konieczne jest szczegółowe rozpoznanie zasobu wiatrowego. Pomiary mogą trwać kilka lat i są następnie korelowane z długoterminowymi danymi meteorologicznymi. Celem jest nie tylko określenie średniej prędkości, lecz przede wszystkim opracowanie możliwie wiarygodnej prognozy przyszłej produkcji energii. Prognoza produkcji jest podstawą późniejszego modelu finansowego. Określa się między innymi wartość P50, czyli poziom produkcji, dla którego przyjmuje się 50-procentowe prawdopodobieństwo przekroczenia w długim okresie. W zależności od sposobu finansowania analizowane są również bardziej konserwatywne scenariusze P75 lub P90, wykorzystywane do oceny ryzyka projektu. W przypadku Harapaki w momencie podjęcia decyzji inwestycyjnej przyjęto roczny uzysk P50 na poziomie około 542 GWh oraz współczynnik wykorzystania mocy około 35%. Parametry te stanowiły jeden z elementów uzasadniających decyzję o realizacji przedsięwzięcia o mocy 176 MW (Meridian Energy 2021).

Rysunek 3.2. Cykl realizacji inwestycji w farmę wiatrową



Źródło: Opracowanie własne.

Równolegle prowadzone są badania geotechniczne. Fundament turbiny musi przenosić nie tylko jej masę, ale również znaczne i dynamicznie zmieniające się momenty wynikające z działania wiatru na wirnik i wieżę. Warunki gruntowe mają więc

bezpośredni wpływ na projekt fundamentu, ilość wykorzystanego betonu i stali, sposób wykonania robót oraz ich koszt. Znaczenie prawidłowego rozpoznania podłoża jest szczególnie duże w Nowej Zelandii ze względu na zróżnicowaną geologię, górzystą topografię i występowanie terenów podatnych na osuwiska. Przykład Harapaki pokazuje, że trudne warunki terenowe mogą znacząco wpłynąć na harmonogram i zakres prac. Podczas budowy konieczne było między innymi zwiększenie zakresu stabilizacji zbocza przy głównej drodze dojazdowej, a mokre warunki atmosferyczne wpływały na tempo prowadzenia robót ziemnych (Meridian Energy 2022).

Na etapie developmentu przygotowywany jest również wstępny layout farmy. Lokalizacja turbin musi zapewniać odpowiednie odległości pomiędzy urządzeniami tak, aby ograniczyć straty wynikające z efektu cienia aerodynamicznego. Turbina znajdująca się za inną jednostką pracuje w przepływie o niższej prędkości i podwyższonym poziomie turbulencji, co może zmniejszać produkcję i zwiększać obciążenia zmęczeniowe. Optymalizacja layoutu obejmuje zatem kompromis pomiędzy maksymalnym wykorzystaniem dostępnego obszaru a ograniczaniem wzajemnego oddziaływania turbin. Jednocześnie projekt musi uwzględniać granice nieruchomości, drogi, cieki wodne, siedliska chronione, ukształtowanie terenu oraz wymagania dotyczące hałasu i krajobrazu.

Kolejnym kluczowym elementem jest przyłączenie. Transpower stosuje wieloetapowy proces dla podmiotów chcących połączyć nową generację z National Grid. Rozpoczyna się on od kontaktu dewelopera z operatorem oraz przygotowania oceny koncepcyjnej. Analizowane są między innymi wymagania techniczne projektu oraz możliwe rozwiązanie przyłączeniowe. Transpower podaje, że standardowa ocena koncepcyjna może trwać około 35–45 dni roboczych, przy czym pełny proces przyłączeniowy jest znacznie dłuższy (Transpower 2026a). Szczególnie ważne jest odpowiednio wczesne rozpoczęcie prac związanych z commissioningiem i wymaganiami systemowymi. Transpower rekomenduje przewidzenie co najmniej dwunastu miesięcy na proces przygotowania commissioningu nowej generacji od osiągnięcia wstępnych kamieni milowych do planowanego terminu uruchomienia (Transpower 2026b). Znaczenie przyłączeń rośnie wraz z przyspieszeniem inwestycji. Według stanu na 8 lipca 2026 roku Transpower realizował 17 nowych projektów przyłączeniowych dotyczących generacji i magazynów, które łącznie miały dodać 3242 MW do nowozelandzkiego systemu. Skala ta pokazuje, że dostęp do sieci staje się jednym z najważniejszych zagadnień dla całego sektora nowych źródeł energii (Transpower 2026c).

Po uzyskaniu wystarczającej pewności technicznej i regulacyjnej projekt wchodzi w fazę przygotowania decyzji inwestycyjnej. Na tym etapie aktualizowany jest

budżet, model finansowy, harmonogram, prognoza cen energii oraz analiza ryzyk. Inwestor musi odpowiedzieć nie tylko na pytanie, czy farma może zostać wybudowana, ale przede wszystkim czy oczekiwany strumień przychodów uzasadnia zaangażowanie setek milionów dolarów.

Po podjęciu final investment decision następuje zawieranie głównych kontraktów. Ich struktura może różnić się pomiędzy projektami. Część inwestorów wybiera formułę zbliżoną do EPC, w której znaczny zakres odpowiedzialności spoczywa na jednym wykonawcy. W innych przypadkach inwestycja jest podzielona na pakiety obejmujące osobno dostawę i montaż turbin, prace cywilne, infrastrukturę elektryczną i przyłączenie. Przy Harapaki podstawowe zakresy obejmowały dostawę, instalację i utrzymanie 41 turbin o mocy 4,3 MW, budowę dróg i fundamentów, wykonanie infrastruktury elektrycznej oraz elementów przyłączeniowych. Dokumentacja projektu pokazuje, że realizacja dużej farmy wymaga koordynacji wielu równolegle prowadzonych pakietów prac (Meridian Energy 2022). Ryzyko projektu pozostaje wysokie również po podjęciu decyzji inwestycyjnej. Może ono dotyczyć cen materiałów, kursów walutowych, transportu morskiego, dostępności specjalistycznych urządzeń, opóźnień produkcyjnych, pogody, warunków geotechnicznych, bezpieczeństwa oraz zmian regulacyjnych. Harapaki ponownie dostarcza dobrego przykładu. Pierwotnie inwestycję szacowano w 2021 roku na około 395 mln NZD. W kolejnych latach prognozowany koszt zwiększył się do około 448 mln NZD. Pokazuje to, że nawet po podjęciu decyzji inwestycyjnej rzeczywiste nakłady mogą odbiegać od pierwotnych założeń wskutek zmian w otoczeniu gospodarczym i warunków realizacyjnych (Meridian Energy 2021; Meridian Energy 2024).

Proces developmentu kończy się zatem nie w momencie uzyskania pozwolenia, lecz dopiero wtedy, gdy projekt staje się technicznie, regulacyjnie i finansowo zdolny do przejścia do budowy. Jakość prac wykonanych przed rozpoczęciem robót ma bezpośredni wpływ na prawdopodobieństwo późniejszych opóźnień i przekroczeń kosztów.

Tabela 3.2. Parametry Harapaki, Turitea, Waipipi i Kaiwera Downs

Parametr	Harapaki	**Turitea**	**Waipipi**	**Kaiwera Downs S1**
Moc [MW]	176	222	133.3	43
Liczba turbin	41	60	31	10
Moc turbiny [MW]	4.3	3.6–3.8	4.3	4.3
Tip height [m]	145	125	160	145
Produkcja [GWh/rok]	542	842	455	146

Źródło: Meridian Energy; Mercury; NZX/Tilt Renewables.

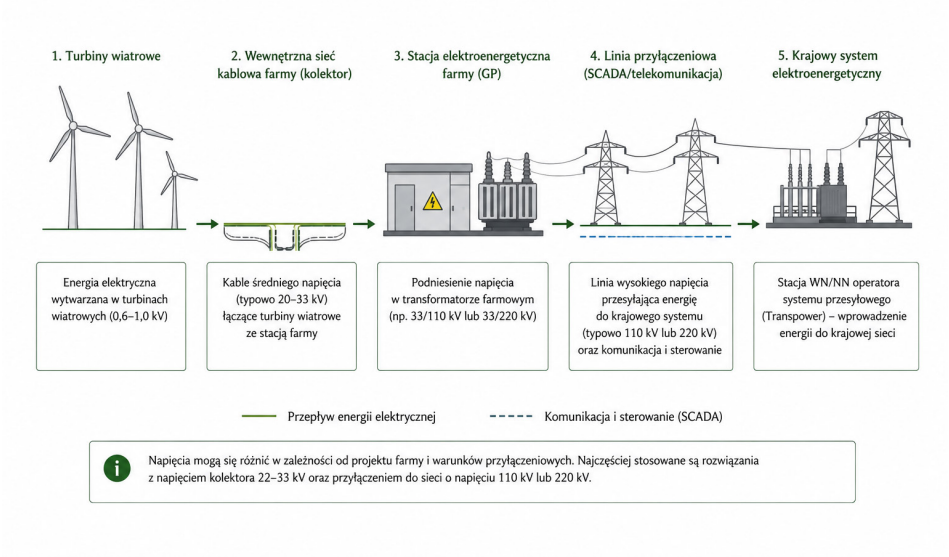
3.3. Budowa, eksploatacja i utrzymanie farm wiatrowych

Faza budowlana rozpoczyna okres najbardziej intensywnych prac oraz największej koncentracji personelu, ciężkich urządzeń i transportów na terenie inwestycji. Kolejność robót zależy od lokalizacji i struktury projektu, ale typowo obejmuje przygotowanie terenu, budowę dróg, wykonanie odwodnienia, robót ziemnych i fundamentów, budowę sieci kablowych i stacji, transport komponentów, montaż turbin oraz commissioning. W przypadku Harapaki sama skala prac cywilnych pokazuje zakres przedsięwzięcia. Dokumentacja decyzji inwestycyjnej wskazywała na około 23 km dróg, 860 tys. m^3 robót ziemnych oraz około 18 tys. m^3 betonu. W szczytowym momencie zakładano zatrudnienie około 260 osób na terenie budowy (Meridian Energy 2021). Drogi dojazdowe pełnią funkcję znacznie szerszą niż typowa infrastruktura komunikacyjna. Muszą umożliwiać przejazd bardzo długich zestawów transportujących łopaty oraz ciężkich pojazdów przewożących sekcje wież i elementy gondoli. Muszą również zapewniać dostęp dźwigom głównym i pomocniczym, a po zakończeniu budowy stanowią podstawową infrastrukturę serwisową. W terenach górzystych budowa dróg może wymagać rozległych wykopów, nasypów, stabilizacji zboczy i zabezpieczeń przed erozją. Projektowanie musi przy tym uwzględniać intensywne opady, aby ograniczyć wpływ robót na środowisko wodne oraz ryzyko uszkodzenia infrastruktury.

Po wykonaniu infrastruktury drogowej rozpoczynają się prace fundamentowe. Typowy fundament lądowej turbiny jest masywną konstrukcją żelbetową, której dokładna geometria zależy od modelu turbiny, warunków gruntowych i obciążeń projektowych. Fundament musi zapewnić odpowiednią sztywność i stabilność podczas całego okresu eksploatacji. Proces wykonania fundamentu obejmuje między innymi wykop, przygotowanie podłoża, wykonanie zbrojenia, instalację elementów kotwiących oraz betonowanie. Następnie beton musi uzyskać wymaganą wytrzymałość przed rozpoczęciem montażu wieży. Przy kilkudziesięciu turbinach prace fundamentowe prowadzone są sekwencyjnie, dzięki czemu kolejne stanowiska mogą być przygotowywane do montażu w miarę postępu projektu.

Równolegle wykonywana jest infrastruktura elektroenergetyczna. Poszczególne turbiny łączone są wewnętrzną siecią kablową prowadzącą energię do stacji farmy. Napięcie jest następnie podnoszone do poziomu umożliwiającego efektywne przesyłanie energii do krajowego systemu. Schemat przepływu energii elektrycznej od poszczególnych turbin, poprzez wewnętrzną sieć kablową i stację elektroenergetyczną farmy, do krajowego systemu elektroenergetycznego przedstawiono na rysunku 3.3.

Rysunek 3.3. Schemat infrastruktury elektroenergetycznej farmy wiatrowej



Źródło: Opracowanie własne.

Przykładem rozwiązania przyłączeniowego jest Waipipi. Farma składa się z 31 turbin Siemens Gamesa SWT130 o łącznej mocy 113 MW i została połączona z siecią Transpower 110 kV za pomocą około 11 km linii prowadzącej do stacji Waverley. Budowę zakończono w marcu 2021 roku (Mercury 2026b). Kaiwera Downs pokazuje natomiast, jak rozwój projektu zmienia skalę infrastruktury sieciowej. Pierwszy etap obejmuje 43 MW i około 18 km linii 33 kV. Rozbudowa o dodatkowe 155 MW wymaga już budowy około 4 km linii 220 kV bezpośrednio do sieci Transpower. Różnica ta wynika z wielkości mocy, która musi być niezawodnie wyprowadzona z farmy (Mercury 2026a).

Jednym z najbardziej charakterystycznych etapów budowy jest montaż turbin. Po dostarczeniu elementów na stanowisko rozpoczyna się instalacja sekcji wieży, następnie gondoli i wirnika. W zależności od przyjętej metody łopaty mogą być montowane na piaście na poziomie gruntu, tworząc kompletny rotor podnoszony w całości, albo instalowane pojedynczo. Wybór metody zależy od modelu turbiny, wielkości dostępnego placu, żurawia, warunków terenowych i wiatrowych. Każda operacja musi być poprzedzona szczegółowym lifting planem określającym między innymi konfigurację żurawia, masę ładunku, promień podnoszenia, punkty podwieszenia i graniczne warunki pogodowe. Warunki wiatrowe są szczególnie istotne właśnie w Nowej Zelandii. Paradoksalnie bardzo dobry zasób energetyczny może utrudniać

montaż. Łopata o długości kilkudziesięciu metrów ma dużą powierzchnię wystawioną na działanie wiatru, dlatego przy przekroczeniu dopuszczalnych parametrów operacja musi zostać wstrzymana. Harmonogram budowy powinien więc uwzględniać prawdopodobieństwo występowania ograniczonych okien pogodowych.

Po zakończeniu montażu mechanicznego i elektrycznego rozpoczyna się commissioning. Jego celem jest potwierdzenie, że turbiny, wewnętrzna infrastruktura elektryczna, systemy zabezpieczeń i komunikacji funkcjonują zgodnie z projektem oraz wymaganiami systemu elektroenergetycznego. Commissioning nie jest pojedynczym uruchomieniem urządzenia. Obejmuje serię testów instalacji, zabezpieczeń, komunikacji, systemów sterowania i funkcji wymaganych przez operatora systemu. Transpower wskazuje na commissioning jako jeden z trzech głównych strumieni pracy składających się na przyłączenie nowego aktywa do systemu i zaleca rozpoczęcie przygotowań z odpowiednim wyprzedzeniem (Transpower 2026b).

Po zakończeniu testów farma przechodzi z fazy projektu do fazy operacyjnej. Zmienia się wówczas charakter organizacji pracy. Podczas budowy na terenie może jednocześnie przebywać kilkaset osób reprezentujących wiele firm. W fazie O&M liczba stałego personelu jest znacznie mniejsza, a działania koncentrują się na utrzymaniu dostępności technicznej urządzeń. Eksploatację turbin można podzielić na utrzymanie planowe i nieplanowe. Pierwsza grupa obejmuje okresowe przeglądy, inspekcje i wymiany materiałów eksploatacyjnych zgodnie z harmonogramem producenta. Utrzymanie nieplanowe obejmuje usuwanie usterek oraz wymianę komponentów po wykryciu awarii.

Kluczowym parametrem ekonomicznym fazy eksploatacji jest dostępność. Turbina może znajdować się w lokalizacji o doskonałym zasobie, lecz jeśli przez znaczną część roku pozostaje wyłączona wskutek usterek, rzeczywista wartość inwestycji ulega zmniejszeniu. Dlatego kontrakty serwisowe często przewidują parametry dostępności technicznej oraz mechanizmy motywujące wykonawcę do szybkiego usuwania problemów. Koszt przestoju zależy również od warunków wiatrowych. Wyłączenie turbiny podczas okresu słabego wiatru powoduje znacznie mniejszą utratę przychodów niż awaria podczas okresu silnej produkcji. Zaawansowane systemy O&M mogą więc uwzględniać nie tylko stan urządzeń, lecz także prognozy pogody i cen energii w celu wyboru optymalnego terminu prac.

Wraz ze starzeniem się floty rośnie znaczenie zarządzania cyklem życia. Turbiny projektowane są na wieloletnią eksploatację, jednak poszczególne komponenty mogą wymagać napraw lub wymiany wcześniej. Operator musi podejmować decyzję, czy dalsze utrzymywanie starszych urządzeń jest ekonomicznie uzasadnione, czy bardziej korzystny staje się repowering. Oznacza to, że faza O&M jest nie tylko procesem

technicznym, ale również elementem zarządzania aktywem. Celem nie jest maksymalizacja działania turbiny za wszelką cenę, lecz osiągnięcie optymalnego wyniku ekonomicznego przy zachowaniu wymagań bezpieczeństwa i niezawodności.

Tabela 3.3. Wybrane nakłady inwestycyjne

Projekt	CAPEX [NZD mln]	Moc [MW]	CAPEX [NZD mln/MW]
Harapaki	395	176	2.24
Waipipi	276	133.3	2.07
Kaiwera Downs S1	115	43	2.67
Kaiwera Downs S2	486	155	3.14

Źródło: Meridian Energy; Mercury; NZX. Wartości nominalne z momentu decyzji inwestycyjnych.

3.4. Ekonomiczne uwarunkowania inwestycji w energetykę wiatrową

Ekonomika energetyki wiatrowej jest rezultatem relacji pomiędzy wysokimi nakładami ponoszonymi przed rozpoczęciem produkcji a późniejszym wieloletnim strumieniem przychodów ze sprzedaży energii. W przeciwieństwie do elektrowni cieplnych farma wiatrowa nie ponosi kosztu zakupu paliwa. Znaczna część kosztów całego cyklu życia zostaje więc poniesiona na początku inwestycji. Podstawową kategorię stanowi CAPEX, czyli nakłady inwestycyjne. Obejmują one znacznie więcej niż zakup samych turbin. W strukturze kosztów znajdują się między innymi development, badania zasobu, dokumentacja i consenting, dostawa turbin, transport, roboty ziemne, drogi, fundamenty, infrastruktura elektroenergetyczna, stacja transformatorowa, przyłączenie do sieci, commissioning oraz koszty finansowania i zarządzania projektem. Skalę nakładów pokazują nowozelandzkie inwestycje ostatnich lat. Waipipi o mocy 113 MW wymagała około 277 mln NZD nakładów (Mercury 2026b). Pierwszy etap Kaiwera Downs, obejmujący 43 MW, kosztował około 115 mln NZD. Drugi etap, który ma dodać 155 MW, wiąże się z inwestycją około 486 mln NZD (Mercury 2026a). Harapaki o mocy 176 MW była przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnej w 2021 roku wyceniana na około 395 mln NZD. W późniejszej dokumentacji spółki koszt kapitałowy projektu wskazywano już na około 448 mln NZD. Różnica ta dobrze pokazuje znaczenie inflacji kosztów budowy, warunków terenowych, zmian w łańcuchach dostaw oraz ryzyk harmonogramowych (Meridian Energy 2021; Meridian Energy 2024). Porównanie prostego kosztu przypadającego na MW pomiędzy projektami może dostarczać informacji pomocniczych, ale nie powinno być traktowane jako wystarczająca miara ich konkurencyjności. Dwie farmy o tej samej mocy mogą znacząco różnić się pod względem

oczekiwanej produkcji, kosztu przyłączenia, topografii, nakładów drogowych oraz poziomu ryzyka. Znacznie ważniejsze jest połączenie CAPEX z oczekiwanym uzyskiem. Harapaki przy 176 MW ma prognozowaną produkcję P50 około 542 GWh rocznie. Pierwszy etap Kaiwera Downs przy 43 MW osiąga średnią roczną produkcję około 146 GWh, natomiast Waipipi przy mocy 113 MW około 455 GWh (Meridian Energy 2021; Mercury 2026a; Mercury 2026b). Produkcja zależy jednak od rzeczywistych warunków wiatrowych. Projekt finansowy musi zatem uwzględniać ryzyko resource risk, czyli możliwość, że warunki w wieloletnim okresie będą mniej korzystne niż założono.

Drugim podstawowym elementem są koszty operacyjne – OPEX. Obejmują serwis turbin, wynagrodzenia personelu, części zamienne, utrzymanie dróg i infrastruktury, ubezpieczenia, opłaty związane z gruntem, monitoring oraz zarządzanie farmą. W dokumentacji decyzji inwestycyjnej Harapaki szacowano koszt operacyjny na około 11 NZD/MWh (Meridian Energy 2021). Wskaźnikiem często stosowanym do porównywania technologii jest LCOE – Levelised Cost of Electricity. W uproszczeniu określa on średni koszt wytworzenia jednostki energii w całym okresie życia projektu po uwzględnieniu nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych, produkcji i kosztu kapitału. LCOE jest użyteczne, lecz ma ograniczenia. Nie pokazuje bowiem, kiedy energia jest produkowana i jaką wartość ma ona dla systemu w danej godzinie. Dwa źródła o takim samym LCOE mogą mieć zupełnie inną wartość rynkową, jeżeli jedno produkuje głównie w okresach wysokich cen, a drugie w momentach występowania dużej nadwyżki energii. Problem ten nabiera znaczenia wraz ze wzrostem udziału źródeł zależnych od pogody. Duża liczba farm może produkować jednocześnie podczas korzystnych warunków wiatrowych. W takich okresach zwiększona podaż może prowadzić do spadku cen hurtowych. Przychód projektu zależy więc nie tylko od wolumenu produkcji, ale również od wartości energii w godzinach, w których jest ona wytwarzana. Dokumentacja Harapaki z 2021 roku zawierała założenie około 94-procentowego price participation, czyli relacji pomiędzy ceną uzyskiwaną przez generację farmy a referencyjnym poziomem cen. Parametr ten pokazuje, że już na etapie decyzji inwestycyjnej analizowana jest korelacja pomiędzy profilem produkcji a rynkiem energii (Meridian Energy 2021). Ryzyko cenowe może być częściowo ograniczane poprzez długoterminowe kontrakty, instrumenty hedgingowe lub integrację farmy z portfelem detalicznym przedsiębiorstwa energetycznego. Duże nowozelandzkie spółki posiadające jednocześnie aktywa wytwórcze i klientów detalicznych mają inną ekspozycję niż niezależny deweloper posiadający jedną farmę.

Szczególne znaczenie ma również koszt kapitału. Ponieważ znaczna część wydatków jest ponoszona przed rozpoczęciem generacji, stopa dyskontowa wpływa

silnie na ekonomikę projektu. Wzrost kosztu finansowania może powodować, że inwestycja atrakcyjna przy niskich stopach procentowych przestanie osiągać wymagany zwrot. Ryzyko budowy jest bezpośrednio powiązane z finansowaniem. Każdy miesiąc opóźnienia może oznaczać dodatkowe koszty finansowe i późniejsze rozpoczęcie uzyskiwania przychodów. Wysokie znaczenie harmonogramu sprawia, że ryzyka pogodowe, logistyczne i geotechniczne są jednocześnie ryzykami ekonomicznymi.

Pomimo tych ograniczeń sektor rozwija się dynamicznie. W 2024 roku moc odnawialnych źródeł w Nowej Zelandii zwiększyła się o 556 MW, a łączny przyrost mocy odnawialnej względem 2020 roku wyniósł 1262 MW. MBIE wskazuje jednocześnie na silny wzrost udziału wiatru, geotermii i słońca w krajowej podaży energii odnawialnej (MBIE 2025). Na kontynuację inwestycji wskazuje również sytuacja w sektorze przyłączeń. W lipcu 2026 roku Transpower realizował projekty obejmujące ponad 3,2 GW nowej mocy generacyjnej i magazynowej. Nie wszystkie dotyczą wiatru, ale ich łączna skala pokazuje, że system wchodzi w okres bardzo wysokich nakładów na nowe aktywa wytwórcze (Transpower 2026c). Ekonomiczna konkurencyjność przyszłych farm będzie więc coraz silniej zależeć od ich lokalizacji w systemie, możliwości przyłączenia, profilu wiatru i zdolności do zarządzania ryzykiem cenowym. Sama obecność dobrego zasobu przestaje wystarczać.

Tabela 3.4. Główne etapy procesu przygotowania i realizacji farmy

Etap	Kluczowe działania	Główne ryzyka
Development	pomiary wiatru, grunt, środowisko, konsultacje	lokalizacja, consenting
Grid connection	studia przyłączeniowe, stacja, linia	przepustowość i harmonogram
Procurement	turbiny, BOP, transport, kontrakty	ceny, dostawy, kursy walut
Construction	drogi, fundamenty, kable	HSE, pogoda, geotechnika
Installation	transport i heavy lifting	lifting, wiatr, exclusion zones
Commissioning	energisation, testy, przekazanie	energia elektryczna, interfejsy
O&M	serwis, inspekcje, naprawy	praca na wysokości, energia, pożar

Źródło: Opracowanie własne.

3.5. Infrastruktura, logistyka i łańcuch dostaw

Logistyka stanowi jeden z najbardziej charakterystycznych obszarów realizacji farm wiatrowych. Turbiny składają się z elementów, których wymiary przekraczają typowe możliwości transportu drogowego. Łopaty mogą mieć długość kilkudziesięciu metrów, sekcje wieży charakteryzują się znaczną średnicą i masą, a elementy

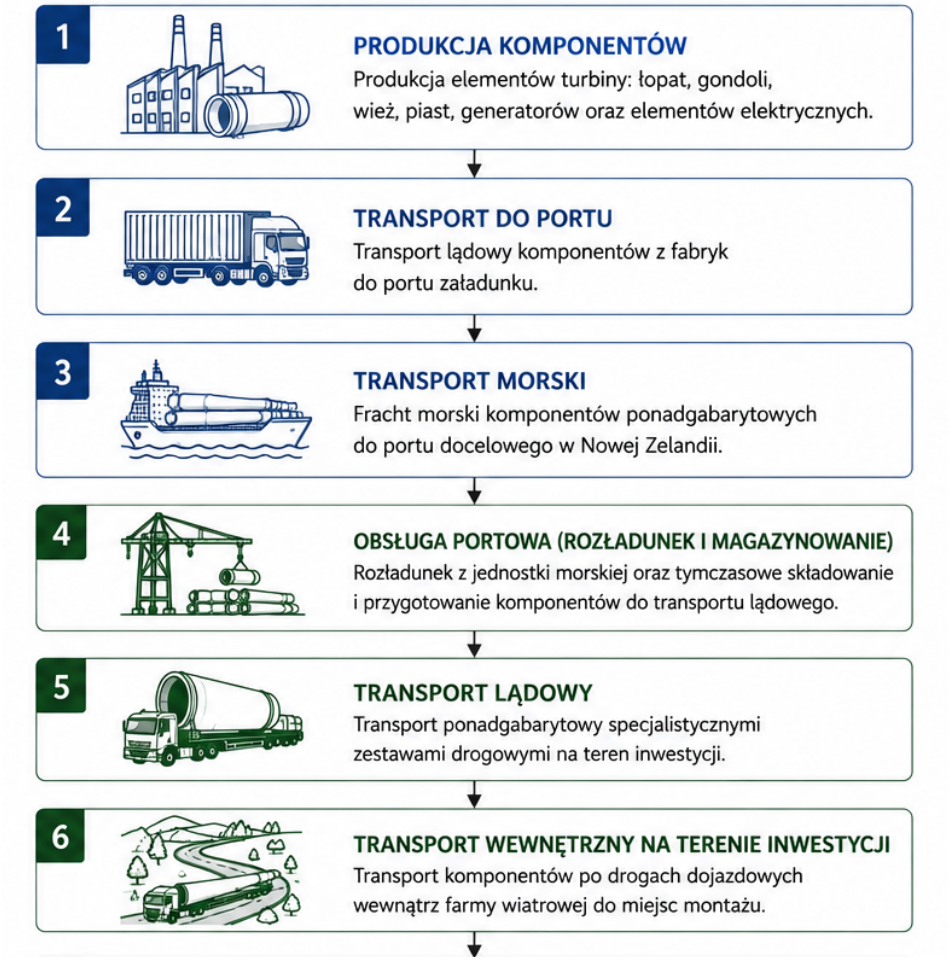
gondoli należą do najcięższych komponentów przewożonych na plac budowy. Problem ten ma szczególne znaczenie w Nowej Zelandii ze względu na położenie wyspiarskie. Znaczna część podstawowych komponentów jest elementem globalnego łańcucha dostaw. Zanim turbina zostanie zamontowana na wzgórzu w Manawatū, Hawke's Bay czy Southland, jej części muszą zostać wyprodukowane, przetransportowane drogą morską do właściwego portu, rozładowane i przewiezione na miejsce inwestycji. Łańcuch logistyczny komponentów turbiny wiatrowej obejmuje zatem szereg wzajemnie powiązanych etapów – od produkcji elementów, poprzez transport morski i obsługę portową, aż po transport ponadgabarytowy na teren inwestycji i dostarczenie komponentów do miejsca montażu. Schemat tego procesu przedstawiono na rysunku 3.5.

W efekcie dostępność portów jest istotnym czynnikiem lokalizacyjnym. Port musi dysponować odpowiednimi możliwościami przeładunkowymi, powierzchnią magazynową oraz połączeniem drogowym pozwalającym na wyprowadzenie ponadgabarytowych elementów. Po rozładunku rozpoczyna się transport lądowy, który może być jednym z najbardziej złożonych etapów całego projektu. Trasa musi zostać zbadana pod kątem szerokości drogi, promieni skrętów, nachylenia, nośności mostów, linii energetycznych, znaków drogowych, barier oraz innych przeszkód. Szczególnym wyzwaniem są łopaty. Ich znaczna długość powoduje, że pojazd nie może poruszać się po trasie w sposób analogiczny do standardowego zestawu ciężarowego. Konieczne mogą być czasowe zamknięcia dróg, demontaż elementów infrastruktury i wykorzystywanie specjalistycznych naczep ze sterowanymi osiami. Równie istotne jest planowanie ostatniego odcinka transportu, czyli przejazdu z publicznej sieci drogowej na teren farmy. Najlepsze lokalizacje wiatrowe często znajdują się na grzbietach wzgórz, co oznacza występowanie dużych nachyleń i ciasnych zakrętów. Droga musi zostać zaprojektowana pod kątem konkretnych zestawów transportowych jeszcze przed rozpoczęciem budowy.

Przykładem strategicznego znaczenia logistyki jest obecnie Kaiwera Downs. Mercury wskazuje, że lokalizacja posiada dobre warunki dostępu z South Port dla transportu komponentów. W drugim etapie projektu 36 nowych turbin Vestas V136-4.3 MW ma zwiększyć całkowitą moc farmy z 43 do 198 MW. Sama rozbudowa została wyceniona na około 486 mln NZD (Mercury 2026a). Logistyka nie kończy się po dostarczeniu komponentów. Na terenie farmy konieczne jest zarządzanie ich składowaniem i kolejnością dostaw. Zbyt wczesne dostarczenie wszystkich elementów może wymagać ogromnych powierzchni magazynowych i zwiększać ryzyko ich uszkodzenia. Zbyt późna dostawa może natomiast zatrzymać kosztowny żuraw główny. Dlatego współczesna budowa wymaga synchronizacji łańcucha

dostaw z harmonogramem montażowym. Turbiny powinny być dostarczane w sekwencji odpowiadającej postępowi robót cywilnych, dostępności dźwigów i oknom pogodowym.

Rysunek 3.5. Schemat łańcucha logistycznego komponentów turbiny wiatrowej



Źródło: Opracowanie własne.

Szczególnym elementem łańcucha dostaw jest ciężki sprzęt montażowy. Żurawie zdolne do instalowania współczesnych turbin są urządzeniami wyspecjalizowanymi i kosztownymi. Ich dostępność może być ograniczona, zwłaszcza w państwie oddalonym od największych światowych rynków energetyki wiatrowej. Mobilizacja żurawia może więc sama w sobie stanowić znaczącą pozycję kosztową. Na produktywność

operacji wpływa także sposób przemieszczania żurawia pomiędzy turbinami. W zależności od warunków terenowych urządzenie może być częściowo demontowane przed kolejnym przejazdem lub przemieszczane w specjalnej konfiguracji. Z tego względu projektowanie dróg i platform montażowych powinno uwzględniać wymagania konkretnej technologii instalacyjnej. Harapaki pokazuje skalę krajowego zaplecza potrzebnego do realizacji inwestycji. W szczytowym momencie projektu zakładano około 260 miejsc pracy na placu budowy, a roboty obejmowały setki tysięcy metrów sześciennych prac ziemnych, kilometry dróg oraz bardzo rozbudowany system kablowy (Meridian Energy 2021).

Podobne znaczenie lokalnego łańcucha dostaw podkreśla Mercury w odniesieniu do Kaiwera Downs. Przy pierwszym etapie firma wskazywała na udział nowozelandzkich wykonawców i podwykonawców w zakresie robót cywilnych, elektrycznych, przesyłowych i montażowych oraz zapotrzebowanie na lokalne przedsiębiorstwa transportowe, operatorów maszyn, kamieniołomy i dostawców betonu (Mercury 2022). Pokazuje to istotne rozróżnienie pomiędzy globalnym a lokalnym łańcuchem wartości. Produkcja turbin pozostaje skoncentrowana w rękach dużych światowych producentów, jednak znacząca część prac związanych z przygotowaniem terenu, infrastrukturą, transportem, instalacją elektryczną i późniejszym utrzymaniem może być wykonywana przez przedsiębiorstwa krajowe.

Z perspektywy gospodarczej rozwój energetyki wiatrowej może więc tworzyć popyt na specjalistyczne kompetencje w budownictwie, energetyce, transporcie i bezpieczeństwie. Korzyści te są jednak uzależnione od ciągłości pipeline inwestycyjnego. Jeżeli duże projekty realizowane są sporadycznie, utrzymywanie wyspecjalizowanego sprzętu i zespołów wyłącznie na rynku krajowym może być ekonomicznie trudne. Stabilny portfel nowych projektów może natomiast umożliwiać rozwój przedsiębiorstw świadczących usługi dla sektora przez wiele lat. Według MBIE w listopadzie 2025 roku działało już 21 lądowych farm o łącznej mocy 1263 MW, a kolejne przedsięwzięcia znajdowały się na różnych etapach procesu inwestycyjnego (MBIE 2026).

Dodatkowym czynnikiem jest wzrost wielkości turbin. Rozwiązania transportowe i dźwigowe wystarczające dla urządzeń budowanych dwadzieścia lat temu mogą nie wystarczać dla współczesnych konstrukcji. Przykład Kaiwera Downs, gdzie turbiny drugiego etapu osiągają około 156 m do końcówki łopaty i mają wirniki o średnicy 136 m, pokazuje skalę komponentów, które muszą zostać sprawnie przeprowadzone przez cały łańcuch logistyczny (Mercury 2026a). Każdy kolejny wzrost rozmiarów oznacza konieczność ponownej oceny portów, dróg, mostów, placów i dźwigów. Z tego względu rozwój sektora wiatrowego jest bezpośrednio związany z rozwojem infrastruktury transportowej państwa.

Logistyka wpływa również na bezpieczeństwo. Transport ponadgabarytowy, prace w bezpośredniej bliskości ciężkich pojazdów, montaż elementów o masach liczonych w dziesiątkach ton oraz wykorzystywanie żurawi wymagają precyzyjnej koordynacji. Błąd logistyczny może prowadzić nie tylko do opóźnienia, ale również do poważnego zdarzenia HSE. Dlatego planowanie logistyczne powinno być częścią systemu zarządzania ryzykiem już na etapie developmentu. Wybór turbiny musi uwzględniać nie tylko jej parametry energetyczne, ale również faktyczną możliwość dostarczenia jej do wskazanego miejsca.

Rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii pokazuje w rezultacie ścisłą zależność pomiędzy technologią, ekonomią i infrastrukturą. Współczesne turbiny pozwalają uzyskiwać znacznie większą produkcję z pojedynczej lokalizacji niż urządzenia wcześniejszych generacji, ale jednocześnie zwiększają wymagania dotyczące transportu, montażu, sieci i finansowania. Projekt farmy nie może zatem być rozumiany jako prosty zakup określonej liczby turbin. Jest wieloletnim przedsięwzięciem infrastrukturalnym rozpoczynającym się od badań zasobu i developmentu, następnie przechodzącym przez consenting, finansowanie, projektowanie, budowę oraz commissioning, a kończącym wieloletnim okresem O&M i ostatecznie repoweringiem lub demontażem.

Przykłady Harapaki, Waipipi i Kaiwera Downs potwierdzają rosnącą skalę ekonomiczną współczesnych inwestycji. Projekty liczone są w setkach milionów dolarów nowozelandzkich, a ich realizacja wymaga udziału producentów turbin, przedsiębiorstw budowlanych i elektrycznych, operatora sieci, firm transportowych, projektantów, dostawców materiałów oraz licznych podwykonawców (Meridian Energy 2021; Mercury 2026a; Mercury 2026b). Istotne jest jednocześnie to, że infrastruktura sieciowa zaczyna stawać się równie ważnym czynnikiem rozwoju jak sam zasób wiatru. Transpower realizował w lipcu 2026 roku 17 projektów nowych przyłączeń generacji i magazynów o łącznej mocy 3242 MW. Pokazuje to skalę transformacji, ale również potencjalną presję na procesy przyłączeniowe i planowanie sieci (Transpower 2026c). Ekonomika nowych farm będzie wobec tego coraz częściej zależała od kosztów systemowych związanych z konkretną lokalizacją. Projekt położony w pobliżu silnego punktu sieciowego może uzyskać przewagę nad lokalizacją o lepszym wietrze, lecz wymagającą kosztownej rozbudowy infrastruktury.

Podobnie zmienia się znaczenie technologii. Wzrost jednostkowych mocy i średnic wirników pozwala ograniczać liczbę turbin potrzebnych do osiągnięcia danej mocy, ale powoduje wzrost wymagań wobec logistyki i ciężkiego montażu. Postęp technologiczny nie usuwa więc wszystkich kosztów – część z nich przenosi do innych elementów projektu. Nowa Zelandia znajduje się obecnie w korzystnej

sytuacji wynikającej z połączenia dojrzałej technologii wiatrowej i bardzo dobrego krajowego zasobu. EECA ocenia, że znaczenie energetyki wiatrowej powinno w kolejnych latach wyraźnie wzrastać, a MBIE wskazuje na dalszy rozwój zarówno lądowych projektów wiatrowych, jak i przyszłego segmentu offshore (EECA 2026; MBIE 2026). Możliwość wykorzystania tego potencjału będzie jednak zależała od zdolności do prowadzenia inwestycji w sposób ekonomicznie racjonalny i technicznie skoordynowany. Kluczowe znaczenie będzie miała jakość developmentu, dostęp do kapitału, efektywność procesów administracyjnych, infrastruktura przesyłowa, rozwój kompetencji wykonawczych i sprawność łańcucha dostaw.

Analiza technicznych i ekonomicznych aspektów prowadzi tym samym do wniosku, że energetyka wiatrowa nie jest technologią funkcjonującą niezależnie od otoczenia. Każdy megawat nowej mocy wymaga odpowiedniego miejsca, fundamentu, drogi, kabla, punktu przyłączenia, źródła finansowania i systemu utrzymania. W miarę wzrostu sektora zagadnienia te będą stawały się coraz bardziej złożone. Pierwsze nowozelandzkie farmy mogły funkcjonować jako relatywnie niewielkie elementy istniejącego systemu. Projekty o mocy 150–200 MW, a w przyszłości potencjalnie jeszcze większe, muszą być natomiast planowane jako element szerokiej transformacji infrastrukturalnej. Nie można również oddzielić realizacji technicznej i ekonomicznej od wpływu inwestycji na otoczenie. Drogi, fundamenty, linie elektroenergetyczne i wielkoskalowe konstrukcje oddziałują na krajobraz, siedliska, grunty oraz społeczności lokalne. Uzyskanie prawa do realizacji projektu wymaga zatem pogodzenia potrzeb transformacji energetycznej z wymogami ochrony środowiska i zagospodarowania przestrzennego. Właśnie te zagadnienia stanowią kolejny poziom analizy sektora. Techniczna możliwość budowy farmy i jej ekonomiczna opłacalność nie oznaczają jeszcze, że inwestycja może zostać zrealizowana w określonej lokalizacji. Decydują o tym również przepisy prawa, procedury administracyjne, wpływ środowiskowy, relacje z lokalnymi społecznościami oraz w specyficznym kontekście Aotearoa New Zealand – relacje z Māori. Problematyka ta zostanie poddana szczegółowej analizie w następnym rozdziale.

Rozdział 4

PRAWNE, ŚRODOWISKOWE I SPOŁECZNE UWARUNKOWANIA ENERGETYKI WIATROWEJ

4.1. Prawne i administracyjne podstawy rozwoju energetyki wiatrowej

Rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii odbywa się w ramach systemu prawnego, w którym cele związane ze zwiększaniem produkcji energii odnawialnej muszą być równoważone z ochroną środowiska, zagospodarowaniem przestrzennym, prawami właścicieli gruntów, interesami lokalnych społeczności oraz szczególną pozycją Māori. W praktyce oznacza to, że techniczna możliwość wybudowania farmy wiatrowej i ekonomiczna atrakcyjność projektu nie są wystarczającymi przesłankami do jego realizacji. Konieczne jest również przeprowadzenie odpowiednich procedur administracyjnych oraz wykazanie, że oddziaływania inwestycji mogą zostać uniknięte, ograniczone, naprawione lub odpowiednio zarządzane.

Podstawowym aktem regulującym przez ponad trzy dekady zarządzanie środowiskiem i wykorzystaniem zasobów pozostawał Resource Management Act 1991 – RMA. Ustawa nadal obowiązuje według stanu na sierpień 2026 roku, choć w ostatnich latach była wielokrotnie zmieniana, a cały system resource management znajduje się w procesie daleko idącej reformy. Oficjalna wersja RMA uwzględnia zmiany obowiązujące w 2026 roku, co powoduje, że analizując procedury dla współczesnych projektów wiatrowych, nie można opierać się wyłącznie na pierwotnej konstrukcji ustawy z 1991 roku. RMA został oparty na idei sustainable management, czyli zrównoważonego zarządzania zasobami naturalnymi i fizycznymi. W odniesieniu do energetyki wiatrowej szczególne znaczenie ma to, że budowa elektrowni wykorzystującej zasób odnawialny może przynosić korzyści o znaczeniu krajowym, związane z ograniczeniem emisji i zwiększeniem podaży energii, lecz jednocześnie powodować

lokalne oddziaływania środowiskowe i przestrzenne. Proces decyzyjny musi zatem uwzględniać oba wymiary.

Znaczenie odnawialnej generacji zostało dodatkowo wyrażone na poziomie krajowej polityki planistycznej. National Policy Statement for Renewable Electricity Generation – NPS-REG – ma prowadzić do bardziej jednolitego podejścia władz lokalnych do rozwoju odnawialnych źródeł energii i wymaga, aby korzyści wynikające z renewable electricity generation były uwzględniane przy sporządzaniu dokumentów planistycznych i podejmowaniu decyzji w sprawach resource consent. Zmieniona wersja NPS-REG weszła w życie 15 stycznia 2026 roku i wzmacnia krajowe wskazania dotyczące zapewniania przestrzeni dla rozwoju odnawialnej generacji. Ma to istotne znaczenie dla projektów wiatrowych. Farma wiatrowa nie jest traktowana wyłącznie jako lokalna inwestycja budowlana. Jej oddziaływanie na środowisko i krajobraz oceniane jest lokalnie, natomiast produkowana energia może przynosić korzyści całemu systemowi elektroenergetycznemu. NPS-REG ma więc przeciwdziałać sytuacji, w której krajowe znaczenie rozwoju odnawialnych źródeł byłoby pomijane podczas lokalnych procesów decyzyjnych.

Zmiany wprowadzone przez Resource Management (Consenting and Other System Changes) Amendment Act 2025 stanowią kolejny element dostosowywania systemu do potrzeb rozwoju infrastruktury. Ustawa została uchwalona 20 sierpnia 2025 roku i objęła między innymi zmiany dotyczące infrastruktury, energetyki oraz procedur wydawania zezwoleń. Jedną z istotnych zmian jest wprowadzenie zasad dotyczących długości obowiązywania zezwoleń dla renewable energy i long-lived infrastructure. Domyślny okres obowiązywania czasowo ograniczonego resource consent dla takich przedsięwzięć wynosi 35 lat, o ile zachodzą określone w ustawie przesłanki do zastosowania innego okresu. Dla energetyki wiatrowej ma to szczególne znaczenie ekonomiczne. Farma jest inwestycją kapitałochłonną, której zwrot następuje w wieloletnim okresie eksploatacji. Niepewność co do długości obowiązywania zgód może wpływać na finansowanie, planowanie remontów oraz decyzje dotyczące modernizacji. Dłuższy i bardziej przewidywalny okres obowiązywania zezwoleń sprzyja więc dopasowaniu regulacji do rzeczywistego cyklu życia infrastruktury.

Równolegle do klasycznej ścieżki RMA funkcjonuje Fast-track Approvals Act 2024. Celem ustawy było stworzenie trwałego systemu szybszego uzyskiwania szeregu zgód potrzebnych dla projektów mających istotne korzyści regionalne lub krajowe. Mechanizm fast-track może mieć duże znaczenie dla infrastruktury energetycznej, gdyż tradycyjne procesy planistyczne bywają wieloletnie i mogą zwiększać ryzyko inwestycyjne. Szybszy proces nie oznacza jednak automatycznej akceptacji inwestycji. Przykładem jest Southland Wind Farm, dla której panel ekspertów

18 marca 2025 roku odmówił udzielenia resource consents. Przypadek ten ma duże znaczenie analityczne, ponieważ pokazuje, że nawet projekt odnawialnej energetyki mogący dostarczać znaczne ilości energii nie jest zwolniony z konieczności odpowiedniego wykazania i zarządzania skutkami środowiskowymi. Z drugiej strony istnieją przykłady skutecznego wykorzystania procedur przyspieszonych. W listopadzie 2025 roku zatwierdzono Pahiatua Wind Farm w Tararua District. Projekt może obejmować do 11 turbin i osiągnąć około 32–56 MW mocy. Decyzja została podjęta przez niezależny panel ekspertów po przeprowadzeniu procedury obejmującej ocenę projektu i nałożenie warunków consent. Oba przypadki pokazują, że system prawny pełni podwójną funkcję. Z jednej strony ma umożliwiać szybszą realizację potrzebnej infrastruktury, z drugiej – utrzymywać mechanizmy oceny skutków dla środowiska i społeczności. Kluczowym zagadnieniem nie jest więc samo skrócenie procedury, lecz zwiększenie jej przewidywalności bez utraty jakości oceny.

System prawny energetyki wiatrowej obejmuje przy tym znacznie więcej niż RMA i Fast-track Approvals Act. W zależności od lokalizacji i zakresu projektu znaczenie mogą mieć regulacje dotyczące ochrony dzikiej przyrody, gospodarki wodnej, prac ziemnych, transportu ponadgabarytowego, ochrony dziedzictwa, bezpieczeństwa pracy oraz budowy infrastruktury elektroenergetycznej. Szczególna sytuacja pojawia się również przy inwestycjach offshore. W 2026 roku przyjęto Offshore Renewable Energy Act, ustanawiający ramy zezwoleń dla morskiej energetyki odnawialnej. Regulacja ta będzie miała bezpośrednie znaczenie dla przyszłych morskich farm wiatrowych, natomiast nie zastępuje całkowicie pozostałych wymogów środowiskowych. Ustawa tworzy między innymi mechanizm commercial permits oraz powiązania z consentami wydawanymi na podstawie RMA i przepisów dotyczących wyłącznej strefy ekonomicznej. W rezultacie system prawny należy postrzegać jako strukturę wielopoziomową. Inwestor musi jednocześnie uwzględniać politykę krajową wspierającą odnawialną generację, wymagania środowiskowe, lokalne dokumenty planistyczne oraz szereg szczegółowych regulacji odnoszących się do konkretnych oddziaływań. Z perspektywy rozwoju sektora zasadniczym wyzwaniem jest osiągnięcie równowagi pomiędzy potrzebą przyspieszenia inwestycji a utrzymaniem społecznej i środowiskowej legitymizacji procesu.

Tabela 4.1. Najważniejsze regulacje prawne

Akt / dokument	Znaczenie dla sektora
Resource Management Act 1991	podstawowe ramy resource consenting
Health and Safety at Work Act 2015	obowiązki PCBU i zarządzanie ryzykiem
Fast-track Approvals Act 2024	przyspieszona ścieżka wybranych inwestycji

Akt / dokument	Znaczenie dla sektora
NPS for Renewable Electricity Generation	krajowe znaczenie rozwoju OZE
Offshore Renewable Energy Act 2026	system pozwoleń dla offshore renewable energy

Źródło: New Zealand Legislation; Ministry for the Environment; MBIE.

4.2. Proces inwestycyjny, planowanie przestrzenne i uzyskiwanie zezwoleń

Proces uzyskiwania zgód dla farmy wiatrowej rozpoczyna się znacznie wcześniej niż formalne złożenie wniosku administracyjnego. Już na etapie wyboru lokalizacji deweloper powinien oceniać nie tylko parametry wiatrowe i możliwości sieciowe, ale również status planistyczny terenu, występowanie obszarów cennych przyrodniczo, wartości krajobrazowe, potencjalne stanowiska archeologiczne, relacje z mana whenua oraz odległość od zabudowy mieszkaniowej.

Współczesna inwestycja wiatrowa wymaga więc integracji developmentu technicznego z planowaniem środowiskowym. Wczesne rozpoznanie konfliktów umożliwia zmianę layoutu jeszcze przed zaangażowaniem znacznych środków. Może polegać na rezygnacji z części lokalizacji turbin, zmianie przebiegu dróg, przesunięciu stacji elektroenergetycznej albo ograniczeniu ingerencji w określone siedlisko. Istotnym elementem procesu jest Assessment of Environmental Effects – AEE. Dokument ten stanowi podstawę przedstawienia przewidywanych konsekwencji realizacji przedsięwzięcia. W projektach wiatrowych zakres analiz może obejmować między innymi wpływ krajobrazowy, hałas, awifaunę, nietoperze, roślinność, cieki wodne, roboty ziemne, ruch drogowy, archeologię, wartości kulturowe oraz oddziaływania społeczne. Rozbudowane dokumentacje AEE występują również w nowozelandzkich projektach fast-track. Nie wszystkie oddziaływania mają taką samą wagę na każdym etapie projektu. Faza budowy charakteryzuje się dużą intensywnością ruchu, robót ziemnych, hałasu budowlanego oraz obecnością wielu pracowników i maszyn. Faza operacyjna generuje natomiast długotrwałe oddziaływania związane przede wszystkim z obecnością turbin w krajobrazie, hałasem aerodynamicznym, potencjalnym ryzykiem dla ptaków i nietoperzy oraz funkcjonowaniem infrastruktury przesyłowej. Ocena powinna obejmować również skutki skumulowane. W regionach takich jak Tararua i Manawatū funkcjonuje kilka dużych farm wiatrowych, dlatego analiza kolejnej inwestycji nie powinna ograniczać się wyłącznie do jej indywidualnego oddziaływania. Znaczenie może mieć łączna zmiana charakteru krajobrazu, skumulowany hałas lub zwiększona presja na określone elementy środowiska. Proces consenting może prowadzić do nałożenia rozbudowanych warunków. Nie są one jedynie formalnym dodatkiem do decyzji. Mogą określać sposób prowadzenia robót

ziemnych, zasady ochrony cieków wodnych, monitoring hałasu, ograniczenia dotyczące prac w określonych okresach, wymagania monitoringu przyrodniczego, procedury odkryć archeologicznych oraz obowiązki raportowania. Znaczenie warunków consent dobrze widać w przypadku projektów podlegających szczegółowej ocenie ekspertów. Pahiatua Wind Farm została zatwierdzona w 2025 roku właśnie subject to conditions, co pokazuje, że akceptacja projektu może być uzależniona od przyjęcia mechanizmów redukujących i kontrolujących oddziaływania.

Ważnym elementem planowania jest także infrastruktura towarzysząca. Resource consent nie dotyczy wyłącznie fundamentów i turbin. Farma wymaga dróg, platform montażowych, wykopów kablowych, stacji elektroenergetycznych oraz często nowych linii przesyłowych. W praktyce część największych oddziaływań na siedliska może wynikać właśnie z budowy dróg i robót ziemnych, a nie z samego posadowienia wieży. Szczególnego znaczenia nabiera zagadnienie highly productive land. Zmieniony National Policy Statement for Highly Productive Land obowiązuje od 15 stycznia 2026 roku i nadal zakłada ochronę najbardziej produktywnych gruntów dla produkcji rolnej. Rozwój infrastruktury energetycznej musi więc uwzględniać również konkurencję o wykorzystanie gruntów, chociaż farmy wiatrowe różnią się pod tym względem od wielu innych form zabudowy, ponieważ znaczna część terenu pomiędzy turbinami może nadal pełnić funkcje rolnicze. Korzystną cechą energetyki wiatrowej jest relatywnie punktowy charakter części trwałej zabudowy. Fundamenty, drogi i infrastruktura zajmują tylko część powierzchni objętej granicami farmy. Na terenach rolniczych hodowla zwierząt może często być kontynuowana pomiędzy turbinami. Nie eliminuje to jednak wpływu na grunt, ponieważ rozbudowa dróg, odwodnienia oraz wykonanie platform montażowych mogą lokalnie powodować znaczącą ingerencję. Kolejnym wymiarem jest przyłączenie do sieci. Lokalizacja blisko istniejącej infrastruktury przesyłowej może zmniejszać skalę nowej zabudowy oraz straty energii. W dokumentacji projektowej Waikokowai Wind Farm wskazywano między innymi na położenie w pobliżu dużych ośrodków zapotrzebowania i istniejącej sieci jako czynnik wspierający efektywność systemową projektu.

Proces planowania powinien zatem rozpoczynać się od szerszego pytania niż możliwość ustawienia turbin na określonym gruncie. Istotne jest, czy całe przedsięwzięcie – wraz z drogami, przyłączeniem, transportem i późniejszym funkcjonowaniem – może zostać wkomponowane w otoczenie przy akceptowalnym poziomie oddziaływań. Doświadczenia nowozelandzkie wskazują również, że istnieje realna możliwość odmowy zgody. Decyzja dotycząca Southland Wind Farm z 2025 roku jest tego ważnym przykładem. Fast-track nie powinien więc być utożsamiany z automatyzacją pozytywnych decyzji. Przyspieszenie procedury zmienia sposób jej

prowadzenia, ale nie usuwa konieczności dokonania merytorycznej oceny skutków projektu. Z punktu widzenia inwestora oznacza to konieczność przesuwania znacznej części zarządzania ryzykiem na etap przed formalnym wnioskiem. Im wcześniej rozpoznane zostaną potencjalne konflikty, tym większa możliwość modyfikacji projektu. Jest to szczególnie ważne w energetyce wiatrowej, ponieważ po ustaleniu modelu turbiny, tras transportowych i layoutu możliwość późniejszych zmian może być ograniczona lub kosztowna.

Tabela 4.2. Przykładowe obszary oceny projektów fast-track

Obszar	Przedmiot oceny
Energetyczny	moc, produkcja, znaczenie dla systemu
Środowiskowy	ptaki, nietoperze, roślinność, wody, krajobraz
Kulturowy	mana whenua, wartości iwi i hapū
Transportowy	trasy ponadgabarytowe i ruch budowy
Sieciowy	przyłączenie i wpływ na infrastrukturę
Społeczny	hałas, widoczność, community effects

Źródło: Opracowanie własne na podstawie struktury ocen środowiskowych i consenting.

4.3. Oddziaływanie farm wiatrowych na środowisko naturalne

Energetyka wiatrowa jest technologią niskoemisyjną, ale nie jest technologią pozbawioną oddziaływania środowiskowego. Rozróżnienie to ma fundamentalne znaczenie dla prawidłowej oceny jej roli. Korzyści wynikające z produkcji energii bez bezpośredniego spalania paliw kopalnych występują przede wszystkim na poziomie systemowym i klimatycznym, natomiast część kosztów środowiskowych ma charakter lokalny.

Pierwszym z najbardziej widocznych oddziaływań jest zmiana krajobrazu. Współczesne turbiny osiągają wysokości przekraczające 100 m, a w nowych projektach planowane są konstrukcje jeszcze wyższe. Z tego względu mogą być widoczne z odległości wielu kilometrów. Oddziaływanie to jest szczególnie istotne w Nowej Zelandii, gdzie krajobraz naturalny i otwarte przestrzenie mają duże znaczenie przyrodnicze, kulturowe i turystyczne. Ocena krajobrazowa nie powinna ograniczać się do stwierdzenia, czy turbina będzie widoczna. Analizuje się skalę zmiany, charakter istniejącego krajobrazu, liczbę widocznych urządzeń, odległość od punktów obserwacyjnych oraz możliwość występowania efektów skumulowanych. Lokalizacja kilkudziesięciu dużych turbin może prowadzić do zmiany charakteru całego grzbietu górskiego lub otwartego krajobrazu rolniczego.

Drugim istotnym zagadnieniem jest hałas. Turbiny generują przede wszystkim hałas aerodynamiczny związany z przepływem powietrza wokół łopat oraz, w mniejszym stopniu, hałas mechaniczny. Znaczenie oddziaływania zależy od parametrów urządzeń, odległości od zabudowy, ukształtowania terenu, tła akustycznego i warunków atmosferycznych. Hałas jest jednym z zagadnień regularnie uwzględnianych w dokumentacjach nowozelandzkich projektów wiatrowych. Materiały projektowe dotyczące kolejnych inwestycji obejmują specjalistyczne analizy akustyczne służące określaniu zgodności projektu z wymaganiami oraz potencjalnego oddziaływania na sąsiednie nieruchomości.

Oddzielną grupę problemów stanowi wpływ na ptaki. Turbiny mogą powodować ryzyko kolizji z obracającymi się łopatami, ale znaczenie oddziaływania zależy silnie od gatunku, sposobu wykorzystania przestrzeni oraz lokalizacji farmy. Department of Conservation prowadzi i publikuje materiały dotyczące wpływu farm wiatrowych na ptaki, a w nowozelandzkiej praktyce oceny środowiskowej analizuje się również potencjalne skutki dla chronionych gatunków. Nie można przy tym sprowadzać problemu wyłącznie do liczby kolizji. Budowa dróg i platform może prowadzić do utraty lub fragmentacji siedlisk, a obecność urządzeń i ruch serwisowy mogą zmieniać sposób wykorzystywania obszaru przez zwierzęta. Dlatego ocena przyrodnicza powinna obejmować zarówno bezpośrednie, jak i pośrednie konsekwencje przedsięwzięcia.

W dokumentach dotyczących nowozelandzkich przedsięwzięć analizowane są również nietoperze i gady. Oficjalne materiały Department of Conservation dotyczące inwestycji infrastrukturalnych wskazują na potrzebę oceny potencjalnych skutków dla ptaków, bats i lizards oraz zaplanowania odpowiednich działań ograniczających. Nietoperze wymagają szczególnej uwagi, ponieważ ich interakcja z turbinami może mieć inny charakter niż w przypadku ptaków. Z punktu widzenia zarządzania środowiskowego zasadnicze znaczenie ma rozpoznanie występowania gatunków przed rozpoczęciem budowy oraz odpowiednie zaplanowanie monitoringu po uruchomieniu farmy.

Praktyka zarządzania wpływem na różnorodność biologiczną powinna opierać się na hierarchii działań. Pierwszeństwo powinno mieć unikanie oddziaływania poprzez zmianę lokalizacji turbin lub infrastruktury. Jeżeli nie jest to możliwe, kolejnym krokiem jest minimalizacja. Następnie mogą być stosowane działania naprawcze, a w odpowiednich przypadkach kompensacyjne lub offsetowe. W materiałach Department of Conservation dotyczących biodiversity offsets wskazywano możliwość stosowania bezpośrednich miar strat dla gatunków w sytuacjach takich jak śmiertelność ptaków wynikająca z kolizji z turbinami. Pokazuje to, że ocena ekologiczna

może wymagać nie tylko jakościowego opisu potencjalnego ryzyka, ale także prób jego ilościowego określenia.

Kolejnym obszarem oddziaływania są gleba i woda. Budowa dużej farmy wymaga rozległych robót ziemnych, a tereny o najlepszych zasobach wiatrowych często znajdują się na wyniesieniach i stokach. Usunięcie roślinności, wykonanie wykopów oraz budowa dróg mogą zwiększać ryzyko erozji i transportu osadów do cieków wodnych. W rezultacie istotne znaczenie mają erosion and sediment control, odwodnienia oraz odpowiednie zarządzanie pracami podczas intensywnych opadów. W warunkach Nowej Zelandii, gdzie część lokalizacji charakteryzuje się wysokimi sumami opadów i stromym terenem, niewłaściwe zarządzanie robotami ziemnymi może prowadzić do znacznych lokalnych skutków. Wpływ środowiskowy zmienia się w czasie. Faza budowy trwa relatywnie krótko, ale może mieć dużą intensywność. Faza eksploatacji trwa przez dziesięciolecia, jednak znaczna część infrastruktury ma charakter pasywny. Ostatnim etapem jest decommissioning lub repowering.

Z perspektywy cyklu życia istotne jest zagospodarowanie materiałów po zakończeniu eksploatacji. Duża część masy turbiny – w szczególności stal wieży oraz metale występujące w elementach elektrycznych – może być poddawana odzyskowi. Większym wyzwaniem pozostają kompozytowe łopaty. Rozwój technologii recyklingu i projektowania materiałów może w przyszłości ograniczać ten problem. Ocena wpływu środowiskowego nie może zatem sprowadzać się do prostego przeciwstawienia „czystej energii" i „ochrony przyrody". Obie wartości są istotne. Transformacja energetyczna ma zmniejszać presję klimatyczną, ale sposób jej realizacji powinien ograniczać nowe lokalne straty środowiskowe. Nowozelandzki system consenting odzwierciedla ten konflikt. Z jednej strony NPS-REG wskazuje na krajowe znaczenie renewable electricity generation, a z drugiej konkretne projekty pozostają przedmiotem szczegółowej oceny ich lokalnych skutków.

4.4. Społeczna akceptacja energetyki wiatrowej i konflikty lokalizacyjne

Społeczna akceptacja stanowi jeden z kluczowych czynników wpływających na możliwość realizacji infrastruktury energetycznej. Wysokie ogólne poparcie dla odnawialnych źródeł energii nie musi oznaczać równie wysokiej akceptacji konkretnej inwestycji. Mieszkaniec może popierać zwiększanie produkcji energii z wiatru w skali kraju, a jednocześnie sprzeciwiać się farmie planowanej w pobliżu jego domu lub w krajobrazie, z którym jest silnie związany. Wyjaśnianie takich postaw wyłącznie za pomocą pojęcia NIMBY – Not In My Back Yard – prowadzi do nadmiernego uproszczenia. Sprzeciw może wynikać z realnych obaw dotyczących hałasu, krajobrazu,

ruchu transportowego, wartości nieruchomości, środowiska, sposobu prowadzenia konsultacji albo przekonania, że korzyści i koszty projektu zostały nierówno rozłożone. W przypadku farm wiatrowych szczególnie widoczne są różnice pomiędzy kosztami lokalnymi a korzyściami ogólnokrajowymi. Energia może być wykorzystywana przez odbiorców oddalonych o setki kilometrów, natomiast mieszkańcy najbliższego otoczenia obserwują turbiny, doświadczają prac budowlanych i zwiększonego ruchu. Stwarza to potencjalne poczucie asymetrii. Ocena społecznych skutków nie powinna być traktowana jako dodatek do analizy technicznej. W ramach Pahiatua Wind Farm przygotowano odrębny Social Impact Assessment, w którym analizowano między innymi powiązania wyników badań technicznych z możliwymi konsekwencjami społecznymi oraz uwzględniano kwestie dotyczące mana whenua. Społeczne oddziaływanie zmienia się również pomiędzy fazami projektu. Podczas budowy największe znaczenie może mieć ruch ciężarówek, hałas budowlany, czasowe zamykanie dróg i napływ pracowników. Po zakończeniu budowy te uciążliwości znacząco maleją, ale pozostają długoterminowe oddziaływania krajobrazowe i akustyczne. Deweloper może ograniczać część konfliktów poprzez odpowiednio wczesne zaangażowanie społeczności. Wczesność ma tutaj kluczowe znaczenie. Konsultacje przeprowadzane dopiero po ustaleniu finalnego layoutu mogą być odbierane jako proces informowania o podjętej decyzji, a nie rzeczywista partycypacja. Skuteczna konsultacja powinna dawać możliwość wpływu na elementy projektu. Może to dotyczyć położenia dróg, harmonogramu transportów, lokalizacji turbin w stosunku do zabudowy, środków ograniczania hałasu, ochrony miejsc o znaczeniu kulturowym czy zasad monitoringu środowiskowego. Transparentność informacji ma szczególne znaczenie w przypadku zagadnień technicznych. Modele hałasu, wizualizacje krajobrazowe i prognozy ruchu transportowego mogą być trudne do interpretacji dla osoby nieposiadającej wiedzy specjalistycznej. Rolą inwestora nie powinno być wyłącznie udostępnienie dokumentu, ale również przedstawienie jego znaczenia w sposób umożliwiający świadomą ocenę.

Ważnym narzędziem mogą być community benefits. Projekty wiatrowe funkcjonują przez wiele lat, dlatego istnieje możliwość stworzenia długotrwałych relacji pomiędzy operatorem a otoczeniem. Formy korzyści mogą obejmować fundusze lokalne, wsparcie organizacji społecznych, inwestycje w infrastrukturę lub lokalne zamówienia. Należy jednak odróżniać korzyści społeczne od próby „kupowania akceptacji". Sam transfer finansowy nie rozwiąże konfliktu dotyczącego miejsca o dużej wartości kulturowej albo poważnego oddziaływania środowiskowego. Mechanizmy benefit sharing są najbardziej skuteczne wtedy, gdy stanowią element szerszej, długotrwałej relacji. Akceptacja jest również silnie związana z zaufaniem do inwestora.

Jeżeli przedsiębiorstwo przekazuje spójne informacje, reaguje na skargi, publikuje wyniki monitoringu i wywiązuje się z wcześniejszych zobowiązań, może budować kapitał zaufania. Jeżeli mieszkańcy odbierają proces jako nieprzejrzysty, nawet stosunkowo niewielkie oddziaływanie może prowadzić do znaczącego konfliktu. Konflikty wokół farm wiatrowych nie oznaczają więc automatycznie odrzucenia transformacji energetycznej przez społeczności. Często dotyczą raczej pytania, w jaki sposób transformacja ma być realizowana i kto ma prawo decydować o lokalnych konsekwencjach krajowej polityki energetycznej. Z perspektywy inwestora społeczna akceptacja ma także wymiar ekonomiczny. Konflikt może prowadzić do opóźnień, kosztów dodatkowych analiz, zmian projektu oraz sporów prawnych. Wczesne i rzetelne zaangażowanie interesariuszy jest więc nie tylko elementem społecznej odpowiedzialności, ale również narzędziem zarządzania ryzykiem projektu.

4.5. Māori i społeczności lokalne w procesie rozwoju energetyki wiatrowej

Relacje z Māori stanowią cechę wyróżniającą nowozelandzkie procesy planowania infrastrukturalnego na tle wielu innych państw rozwijających energetykę wiatrową. Nie można ich przy tym sprowadzać do standardowego stakeholder engagement. Relacja Māori z ziemią, wodą i zasobami naturalnymi może mieć charakter genealogiczny, kulturowy, duchowy i polityczny, a znaczenie iwi i hapū jest osadzone w specyficznym kontekście historycznym Aotearoa New Zealand.

Podstawową kategorią jest Te Tiriti o Waitangi – Treaty of Waitangi. Współczesne podejście do zarządzania zasobami rozwija się w kontekście relacji pomiędzy Koroną a Māori wynikającej z Te Tiriti. W oficjalnych analizach reform resource management podkreślano, że wyjątkowa relacja Crown–Māori powinna znajdować odzwierciedlenie w przyszłym systemie zarządzania zasobami. Dla inwestora oznacza to potrzebę identyfikacji właściwych mana whenua jeszcze na wczesnym etapie projektu. Iwi i hapū nie powinny być traktowane jako jedna, jednolita grupa interesariuszy. Poszczególne grupy posiadają własne rohe, historię, miejsca o szczególnym znaczeniu oraz relacje z konkretną częścią krajobrazu. Pojęcie whenua ma w tym kontekście znaczenie szersze niż grunt traktowany jako przedmiot własności. Krajobraz może być powiązany z whakapapa, tradycyjnymi szlakami, miejscami pochówku, pā, mahinga kai lub innymi materialnymi i niematerialnymi wartościami. Farma wiatrowa może więc oddziaływać kulturowo nawet wtedy, gdy konkretna turbina nie znajduje się bezpośrednio na stanowisku archeologicznym.

Jednym z narzędzi służących rozpoznaniu tych zagadnień jest Cultural Impact Assessment – CIA. Dokument taki nie jest po prostu kolejną ekspertyzą techniczną.

Jego zasadniczym celem jest przedstawienie perspektywy odpowiednich iwi lub hapū i ocena skutków projektu dla wartości kulturowych. Praktycznego przykładu dostarcza Te Rere Hau Repowering Project. W Cultural Impact Assessment przewidziano między innymi udział Māori w przygotowaniu Cultural Monitoring Plan, procedury dotyczące przypadkowego odkrycia taonga lub kōiwi oraz cultural training dla wykonawców, konsultantów i personelu projektu. Rozwiązania te pokazują, że zaangażowanie nie musi kończyć się wraz z wydaniem zgody. Może być kontynuowane na etapie budowy, monitoringu i późniejszej eksploatacji. Jest to szczególnie istotne przy robotach ziemnych, podczas których mogą zostać ujawnione wcześniej nieznane pozostałości o znaczeniu archeologicznym lub kulturowym.

Podobne podejście widoczne jest w Pahiatua Wind Farm. Dokumentacja projektu obejmowała Cultural Impact Assessment przygotowany w odniesieniu do Rangitāne o Tamaki nui-ā-Rua, a decyzja panelu odwoływała się do szczegółowego przedstawienia historii kulturowej obszaru i interesów mana whenua. Jest to ważne również z metodologicznego punktu widzenia. Wiedza wykorzystywana w procesie inwestycyjnym nie ogranicza się do danych inżynierskich i przyrodniczych. Mātauranga Māori może wnosić informacje o relacjach ekologicznych, historii wykorzystania terenu, znaczeniu miejsc i zasobów oraz wartościach, których standardowa analiza techniczna nie jest w stanie zidentyfikować.

Relacje z Māori mogą przyjmować różne poziomy dojrzałości. Najbardziej podstawowy model polega na konsultowaniu projektu. Bardziej rozwinięte podejście zakłada współpracę przy monitoringu, planach zarządzania i działaniach środowiskowych. W przyszłości znaczenie mogą mieć również modele partnerstwa gospodarczego, udziału właścicielskiego lub wspólnego rozwoju projektów. Włączenie Māori może być szczególnie istotne w przypadku przyszłej energetyki offshore. Obszary morskie mają duże znaczenie kulturowe i gospodarcze, a rozwój turbin, kabli i infrastruktury portowej może wpływać na rybołówstwo, tradycyjne wykorzystanie zasobów oraz relacje z przestrzenią przybrzeżną. Dlatego doświadczenia zdobywane obecnie w projektach lądowych mogą stanowić podstawę dla bardziej złożonych procesów przyszłych projektów morskich. Prawidłowe zaangażowanie powinno rozpoczynać się odpowiednio wcześnie. Jeżeli projekt zostaje przedstawiony iwi lub hapū dopiero po ustaleniu większości parametrów, zakres możliwego wpływu na inwestycję staje się niewielki. Wczesne włączenie może natomiast pozwolić uniknąć obszarów szczególnie wrażliwych, zmodyfikować przebieg dróg lub ustalić odpowiednie procedury monitoringu. Znaczenie ma również jakość relacji po zakończeniu budowy. Farma wiatrowa może funkcjonować przez trzydzieści lat lub dłużej, a następnie

zostać poddana repoweringowi. Relacja z mana whenua powinna więc mieć charakter odpowiadający długości życia aktywa.

Powyższe zagadnienia pokazują szerszą specyfikę rozwoju energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii. Transformacja energetyczna nie zachodzi w przestrzeni pozbawionej wcześniejszej historii i znaczenia. Nowa infrastruktura jest budowana w krajobrazie posiadającym znaczenie gospodarcze, społeczne, ekologiczne oraz kulturowe. Prawne, środowiskowe i społeczne uwarunkowania są zatem wzajemnie powiązane. Resource consent może zawierać warunki wynikające z badań ekologicznych, konsultacji społecznych oraz Cultural Impact Assessment. Zmiana lokalizacji turbiny może jednocześnie zmniejszyć wpływ na krajobraz, ograniczyć zagrożenie dla siedliska oraz ochronić miejsce o znaczeniu kulturowym. Podobnie proces konsultacji może poprawić techniczną jakość projektu. Lokalni mieszkańcy dysponują wiedzą dotyczącą sposobu użytkowania dróg i warunków terenowych, natomiast mana whenua posiadają własną wiedzę dotyczącą krajobrazu, zasobów oraz jego historii. Włączenie tych informacji na odpowiednio wczesnym etapie może prowadzić do wyboru rozwiązań mniej konfliktowych. Przyszły rozwój sektora będzie wymagał szczególnej uwagi w tym obszarze. Nowe turbiny są większe, projekty obejmują coraz większą moc, a pipeline inwestycyjny oznacza możliwość kumulowania oddziaływań w regionach posiadających najlepszy zasób wiatru. Jednocześnie polityka państwa zmierza do ułatwienia realizacji potrzebnej infrastruktury odnawialnej poprzez zmiany RMA, NPS-REG oraz mechanizmy fast-track. Samo przyspieszenie procedur nie powinno jednak być utożsamiane z trwałym rozwiązaniem problemów inwestycyjnych. Z punktu widzenia społecznej legitymizacji kluczowe jest zachowanie przekonania, że decyzje opierają się na odpowiedniej wiedzy i że podmioty ponoszące lokalne konsekwencje inwestycji posiadają rzeczywistą możliwość przedstawienia swoich interesów. Przykład Southland Wind Farm potwierdza, że korzyści wynikające z dużej produkcji odnawialnej energii nie powodują automatycznego pierwszeństwa projektu wobec wszystkich innych wartości. Projekt przewidywał znaczącą produkcję energii odnawialnej, jednak w marcu 2025 roku panel odmówił wydania zgód. Z kolei decyzja dotycząca Pahiatua Wind Farm pokazuje, że projekt może uzyskać zgodę, jeśli oddziaływania zostaną odpowiednio zbadane i poddane systemowi warunków, a kwestie społeczne i kulturowe zostaną uwzględnione w procesie oceny.

Na tej podstawie można wskazać, że model rozwoju energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii stopniowo przesuwa się w stronę równoległego zwiększania znaczenia infrastruktury odnawialnej i poszukiwania bardziej efektywnych procedur jej zatwierdzania. Reforma nie usuwa jednak podstawowego konfliktu charakterystycznego dla energetyki wiatrowej: korzyści klimatyczne i energetyczne mają najczęściej charakter

ogólnokrajowy, natomiast duża część kosztów środowiskowych i społecznych jest skoncentrowana lokalnie. Odpowiedzią na ten problem nie może być wyłącznie uproszczenie procedur. Potrzebne są odpowiednia selekcja lokalizacji, wysokiej jakości Assessment of Environmental Effects, rzeczywiste konsultacje, transparentne informacje, monitoring oraz gotowość do zmiany projektu w przypadku ujawnienia istotnych oddziaływań. Szczególnego znaczenia nabiera przy tym relacja z Māori. W warunkach Aotearoa New Zealand odpowiedzialny development wymaga rozpoznania, że krajobraz nie jest wyłącznie przestrzenią technicznie dostępną dla infrastruktury. Może posiadać znaczenie wynikające z whakapapa, mana whenua, mātauranga oraz wielopokoleniowego związku z określonym obszarem. Praktyka Cultural Impact Assessments w projektach takich jak Te Rere Hau i Pahiatua pokazuje, że wartości te mogą być przekładane na konkretne działania projektowe, monitoring, szkolenia i warunki realizacji. Można zatem uznać, że prawne i społeczne otoczenie inwestycji jest równie istotnym elementem rozwoju sektora jak zasób wiatru czy dostęp do sieci. Projekt posiadający bardzo dobrą ekonomikę może nie zostać zrealizowany, jeżeli konflikt środowiskowy jest zbyt znaczący. Jednocześnie inwestycja początkowo budząca wątpliwości może zostać poprawiona poprzez zmianę layoutu, właściwe środki ograniczające i efektywną współpracę z interesariuszami. W perspektywie długoterminowej jakość systemu consenting będzie miała bezpośredni wpływ na tempo transformacji energetycznej Nowej Zelandii. Zbyt wolne i nieprzewidywalne procedury mogą ograniczać liczbę inwestycji i zwiększać ich koszt. Nadmierne uproszczenie ocen może natomiast prowadzić do utraty zaufania społecznego, konfliktów oraz szkód środowiskowych, które w dłuższej perspektywie również utrudniają rozwój sektora. Najbardziej trwały model powinien więc łączyć przewidywalność decyzji z odpowiednio wysoką jakością ochrony środowiska i partycypacji. Krajowe znaczenie renewable electricity generation powinno być jasno rozpoznawane, lecz nie może automatycznie eliminować analizy lokalnych skutków. Właśnie taki model może umożliwiać jednoczesną ochronę wartości środowiskowych i wykorzystanie wyjątkowo korzystnych nowozelandzkich zasobów energii wiatru. Przedstawione zagadnienia pokazują również, że rozwój energetyki wiatrowej jest ściśle związany z zarządzaniem ryzykiem. Dotychczas analizowano je głównie jako ryzyko regulacyjne, środowiskowe i społeczne. W czasie budowy i eksploatacji pojawia się jednak kolejny, bezpośredni wymiar – bezpieczeństwo ludzi wykonujących pracę przy turbinach, transporcie, ciężkich podnoszeniach i instalacjach elektrycznych. Specyfika współczesnych farm, obejmujących konstrukcje o wysokości ponad 100 m, komponenty ważące dziesiątki ton oraz instalacje wysokiego napięcia, powoduje występowanie szeregu ryzyk krytycznych. Problematyce systemu bezpieczeństwa i higieny pracy w nowozelandzkiej energetyce wiatrowej poświęcono kolejny rozdział.

Rozdział 5

BEZPIECZEŃSTWO PRACY W SEKTORZE ENERGETYKI WIATROWEJ

5.1. System bezpieczeństwa i higieny pracy w Nowej Zelandii

Energetyka wiatrowa należy do sektorów, w których zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy stanowi integralną część procesu inwestycyjnego, budowlanego i eksploatacyjnego. Specyfika farm wiatrowych powoduje występowanie jednocześnie zagrożeń charakterystycznych dla budownictwa ciężkiego, energetyki elektroenergetycznej, transportu ponadgabarytowego, prac na wysokości, obsługi maszyn oraz operacji podnoszenia. W fazie budowy na jednej lokalizacji mogą równolegle działać przedsiębiorstwa odpowiedzialne za roboty ziemne, fundamenty, transport, montaż turbin, instalacje elektryczne, przyłączenie do sieci i commissioning. W fazie eksploatacyjnej liczba pracowników jest mniejsza, lecz część wykonywanych czynności charakteryzuje się wysokim potencjałem konsekwencji w przypadku błędu.

Podstawowym aktem regulującym bezpieczeństwo pracy w Nowej Zelandii jest Health and Safety at Work Act 2015 – HSWA. Ustawa weszła w życie 4 kwietnia 2016 roku i stanowi zasadniczą podstawę krajowego systemu work health and safety. Głównym regulatorem jest WorkSafe New Zealand, odpowiedzialny za wspieranie przestrzegania przepisów, działania regulacyjne oraz egzekwowanie obowiązków wynikających z systemu bezpieczeństwa pracy (WorkSafe New Zealand 2026a). Centralnym pojęciem HSWA jest person conducting a business or undertaking – PCBU. Konstrukcja ta powoduje, że podstawowa odpowiedzialność za zarządzanie ryzykiem związanym z prowadzoną działalnością spoczywa na podmiocie prowadzącym przedsiębiorstwo lub przedsięwzięcie. W przypadku dużej farmy wiatrowej oznacza to możliwość jednoczesnego występowania wielu PCBUs: inwestora,

głównego wykonawcy, producenta turbin, wykonawców robót cywilnych i elektrycznych, przedsiębiorstw transportowych czy operatorów urządzeń dźwigowych.

Wielopodmiotowa struktura przedsięwzięcia nie oznacza automatycznego przeniesienia odpowiedzialności na jedną organizację. Jednym z kluczowych problemów zarządzania bezpieczeństwem na dużych projektach jest właśnie kontrola interfejsów pomiędzy różnymi pracodawcami i zakresami robót. Zagrożenie może powstać nie w ramach pojedynczej czynności, lecz w rezultacie równoległego wykonywania kilku aktywności. Dlatego skuteczny system HSE powinien zapewniać odpowiednią koordynację, komunikację i uzgadnianie sposobu prowadzenia prac. Ma to szczególne znaczenie podczas budowy farm wiatrowych. Przykładowo droga wewnętrzna może jednocześnie służyć do transportu komponentów, przemieszczania pracowników, ruchu maszyn budowlanych i mobilizacji żurawi. Rozpoczęcie operacji dźwigowej może wymagać zamknięcia określonego obszaru, natomiast prace elektryczne mogą wymagać wprowadzenia stref kontrolowanych i systemu izolacji energii. Zarządzanie projektem powinno zatem uwzględniać nie tylko ryzyka poszczególnych czynności, ale także ich wzajemne oddziaływanie.

WorkSafe podkreśla, że przedsiębiorstwa mają obowiązek zarządzania ryzykiem związanym między innymi z pracą na wysokości. Wytyczne wskazują, że praca na wysokości pozostaje jedną z istotnych przyczyn poważnych urazów i śmierci w Nowej Zelandii, a przedsiębiorstwa powinny identyfikować i kontrolować zagrożenia związane z tego rodzaju pracami (WorkSafe New Zealand 2019). Dla sektora wiatrowego ma to fundamentalne znaczenie. Współczesne turbiny lądowe w Nowej Zelandii osiągają całkowite wysokości przekraczające 100 m, a prace wykonywane są wewnątrz wieży, w gondoli, na zewnętrznych elementach konstrukcji, na piaście oraz przy łopatach. Każda z tych lokalizacji generuje odmienne scenariusze potencjalnego upadku, utraty dostępu lub konieczności ewakuacji. Nowozelandzki system bezpieczeństwa przechodzi jednocześnie istotną zmianę regulacyjną. W 2026 roku uchwalono zmiany do HSWA, które mają wejść w życie 1 kwietnia 2027 roku. Reforma ma silniej koncentrować system na critical risks, rozumianych jako ryzyka związane z zagrożeniami mogącymi prowadzić do śmierci, poważnego urazu, poważnej choroby lub długoterminowej szkody dla zdrowia. WorkSafe wskazuje, że duże PCBUs będą zobowiązane do zarządzania zarówno ryzykami krytycznymi, jak i pozostałymi, przy czym krytyczne mają otrzymywać najwyższy priorytet (WorkSafe New Zealand 2026b). Podejście to jest szczególnie adekwatne do energetyki wiatrowej. W sektorze można stosunkowo łatwo wyróżnić grupę zagrożeń o potencjalnie katastrofalnych konsekwencjach. Należą do nich między innymi upadek z wysokości, kontakt z energią elektryczną, niekontrolowane uwolnienie energii mechanicznej, upadek

podnoszonego komponentu, przewrócenie żurawia, kolizja podczas transportu ciężkiego, pożar turbiny czy sytuacja wymagająca ratownictwa z dużej wysokości.

Z punktu widzenia organizacji HSE szczególnie ważne jest odróżnienie ryzyka krytycznego od dużej liczby zagrożeń o niewielkich konsekwencjach. System bezpieczeństwa nie powinien prowadzić do sytuacji, w której ogromna ilość dokumentacji dotyczącej drobnych kwestii administracyjnych odwraca uwagę od niewielkiej liczby zdarzeń mogących doprowadzić do śmierci lub ciężkiego urazu. Zasada ta nie oznacza ignorowania mniej poważnych zagrożeń. Oznacza natomiast konieczność odpowiedniego ustalania priorytetów. Na budowie turbiny większą uwagę kierownictwa powinno przyciągać przygotowanie operacji podnoszenia gondoli o masie kilkudziesięciu ton niż drobna niezgodność porządkowa niemająca realnego potencjału poważnej szkody. Efektywny system bezpieczeństwa farmy wiatrowej powinien więc opierać się na identyfikacji critical risks, ustaleniu controls zapobiegających zdarzeniom oraz systematycznej weryfikacji, czy zabezpieczenia rzeczywiście funkcjonują w terenie. Sama obecność procedury lub Risk Assessment nie jest wystarczającym dowodem skutecznego zarządzania ryzykiem. W praktyce na dużych projektach stosuje się różne narzędzia: RAMS, Safe Work Method Statements, permit to work, lifting plans, traffic management plans, isolation procedures, emergency plans, toolbox talks, daily coordination meetings oraz pre-task briefings. Ich wartość zależy jednak od tego, czy dokumentacja odpowiada rzeczywistemu sposobowi wykonywania pracy. Najbardziej dojrzały model zarządzania bezpieczeństwem traktuje dokumentację jako narzędzie wspierające decyzję operacyjną, a nie jako cel sam w sobie. Pracownik przed rozpoczęciem zadania powinien rozumieć, jakie są najważniejsze zagrożenia, jakie controls mają zapobiec zdarzeniu i w jakiej sytuacji pracę należy przerwać.

Tabela 5.1. Najważniejsze critical risks

Critical risk	Przykładowe zdarzenie o wysokiej konsekwencji
Work at height	upadek z wieży, gondoli lub łopaty
Lifting / suspended loads	upadek komponentu lub wejście w line of fire
Electrical energy	porażenie, arc flash, niekontrolowana energisation
Mobile plant / transport	kolizja, potrącenie, przewrócenie pojazdu
Fire	pożar gondoli, transformatora lub instalacji
Weather	utrata kontroli podczas liftingu, lightning, ekstremalny wiatr
Rescue / emergency	brak skutecznego odzyskania poszkodowanego z wysokości

Źródło: WorkSafe New Zealand oraz opracowanie własne dla sektora wiatrowego.

5.2. Zagrożenia i ryzyka podczas budowy farm wiatrowych

Faza budowy farmy wiatrowej charakteryzuje się szczególnie dużą koncentracją ryzyk. Wynika to zarówno ze skali robót, jak i z ich zmienności. Plac budowy ewoluuje praktycznie każdego dnia: powstają nowe drogi, wykopy, fundamenty i linie kablowe, zmieniają się strefy ruchu, przybywają komponenty i pojawiają się nowe ekipy wykonawcze.

Pierwszą grupę zagrożeń stanowią roboty ziemne i prace związane z przygotowaniem terenu. Farma wiatrowa może wymagać wykonania wielu kilometrów dróg oraz rozległych prac związanych z niwelacją, wykopami i fundamentami. W terenie pagórkowatym dochodzi ryzyko destabilizacji gruntu, osunięć oraz przewrócenia ciężkich maszyn. Operacje prowadzone na drogach o dużym nachyleniu wymagają odpowiedniego doboru sprzętu i oceny warunków terenowych. Szczególnego znaczenia nabiera organizacja ruchu ciężkich pojazdów. Zderzenie samochodu osobowego używanego przez personel z wozidłem, koparką lub ciężkim zestawem transportowym może mieć bardzo poważne konsekwencje. Dlatego transport management powinien określać zasady pierwszeństwa, ograniczenia prędkości, komunikację radiową, parkingi, trasy piesze oraz procedury dotyczące dostaw ponadgabarytowych. W fazie intensywnego transportu komponentów zasadne może być czasowe ograniczanie ruchu innych pojazdów na wybranych drogach.

Drugą grupą są zagrożenia związane z pogodą. Charakterystycznym problemem nowozelandzkich lokalizacji wiatrowych jest paradoks: obszary szczególnie atrakcyjne dla produkcji energii są jednocześnie miejscami, w których silny wiatr może uniemożliwiać bezpieczne wykonywanie pracy. WorkSafe w aktualnych wytycznych dotyczących ekstremalnych warunków zewnętrznych wskazuje wprost, że podczas silnego wiatru może być konieczne zatrzymanie pracy, w tym niestosowanie żurawi, jeżeli warunki stały się niebezpieczne. Rekomendowane jest również unikanie pracy na wysokości przy prognozowanych silnych wiatrach (WorkSafe New Zealand 2026c). W sektorze wiatrowym decyzja o zatrzymaniu operacji powinna opierać się nie tylko na ogólnej ocenie pogody, ale również na limitach producentów urządzeń, lifting planie oraz rodzaju wykonywanej czynności. Dopuszczalna prędkość wiatru dla transportu komponentu może różnić się od limitu operacji głównego żurawia lub pracy wykonywanej na zewnętrznej części gondoli. Szczególnego zarządzania wymagają również burze i wyładowania atmosferyczne. Turbina wiatrowa jest wysoką konstrukcją, która w okresie eksploatacji posiada instalację ochrony odgromowej, jednak podczas montażu kolejne etapy konstrukcji mogą stwarzać odmienne

warunki narażenia. System HSE powinien obejmować kryteria przerwania pracy oraz procedury reagowania na lightning alerts.

Trzecią grupę zagrożeń stanowi praca w pobliżu ciężkiego sprzętu. Na farmie funkcjonują koparki, spycharki, ładowarki, wozidła, telehandlery, dźwigi i pojazdy specjalistyczne. Szczególnego znaczenia nabiera separacja ludzi od maszyn oraz zarządzanie blind spots. Zasada exclusion zone powinna być konsekwencją konkretnego scenariusza zagrożenia, a nie wyłącznie wymogiem administracyjnym. Strefa ma zapobiegać wejściu osoby do obszaru, w którym może zostać uderzona przez pojazd, przygnieciona przez ładunek albo znaleźć się w promieniu pracy maszyny. Kolejnym ryzykiem są wykopy i instalacje podziemne. Budowa sieci kablowej wymaga wykonania długich odcinków trenches. Oprócz klasycznego ryzyka upadku do wykopu pojawiają się zagrożenia związane z obsunięciem ścian, ruchem maszyn oraz kolizją z wcześniej wykonanymi instalacjami.

Prace elektryczne rozpoczynają się jeszcze przed uruchomieniem turbin. W miarę postępu projektu część infrastruktury może być już pod napięciem, podczas gdy inne jej elementy pozostają w fazie budowy. Powoduje to istotną zmianę statusu placu budowy. Obszar wcześniej traktowany jako czysto construction site zaczyna zawierać aktywną infrastrukturę energetyczną. Moment ten wymaga szczególnie precyzyjnej kontroli. Musi istnieć jasne rozróżnienie pomiędzy obszarami energized i de-energized, ustalone granice odpowiedzialności, właściwe oznakowanie oraz system zezwoleń. Niezrozumienie aktualnego statusu instalacji może prowadzić do zdarzeń o bardzo poważnych konsekwencjach.

Istotną kategorią jest również manual handling. Chociaż główne komponenty są instalowane mechanicznie, pracownicy wykonują dużą liczbę czynności związanych z narzędziami, kablami, osprzętem i elementami instalacyjnymi. Powtarzalność, praca w wymuszonej pozycji oraz ograniczona przestrzeń wewnątrz turbiny mogą prowadzić do urazów układu mięśniowo-szkieletowego.

Równie ważne są czynniki zdrowotne. Budowa farmy wiąże się z ekspozycją na hałas, pył, spaliny maszyn, wibracje, promieniowanie słoneczne, niskie temperatury, deszcz oraz zmienne warunki atmosferyczne. System HSE powinien więc obejmować zarówno safety risks prowadzące do nagłych zdarzeń, jak i health risks mogące powodować szkody rozwijające się stopniowo. WorkSafe podkreśla w swoich materiałach, że zarządzanie zdrowiem i bezpieczeństwem powinno obejmować także warunki zewnętrzne i umożliwiać zatrzymanie pracy w sytuacji, gdy warunki stają się niebezpieczne (WorkSafe New Zealand 2026c).

Ważnym elementem pozostaje fatigue management. Budowy farm wiatrowych mogą wymagać długich dojazdów, pracy zmianowej oraz prowadzenia niektórych

operacji w krótkich oknach pogodowych. Presja harmonogramu nie może prowadzić do sytuacji, w której osoba wykonująca zadanie krytyczne podejmuje je bez odpowiedniego odpoczynku. Zmęczenie może wpływać na czas reakcji, ocenę sytuacji i komunikację. Ma to szczególne znaczenie dla operatorów ciężkiego sprzętu, kierowców, osób kierujących operacjami podnoszenia oraz personelu wykonującego prace elektryczne.

Ryzykiem organizacyjnym charakterystycznym dla dużych projektów jest również presja harmonogramowa. Opóźnienie prac cywilnych wpływa na montaż, opóźnienie dostaw wpływa na wykorzystanie żurawia, a brak odpowiedniego okna pogodowego może przesunąć cały harmonogram. Powstaje ryzyko podejmowania prób „odzyskiwania czasu" poprzez skracanie przygotowania zadania lub wykonywanie prac równolegle w sposób zwiększający ekspozycję. Dojrzała kultura bezpieczeństwa powinna uniemożliwiać takie podejście. Jeżeli warunki określone w metodologii, lifting planie czy isolation procedure nie są spełnione, zadanie nie powinno być wykonywane niezależnie od presji kosztowej.

Tabela 5.2. Przykładowe critical controls

Ryzyko	Critical controls
Praca na wysokości	certyfikowane systemy dostępu; 100% attachment tam, gdzie wymagane; rescue plan
Lifting	zatwierdzony lift plan; właściwy sprzęt; exclusion zone; komunikacja; limity pogodowe
Energia elektryczna	LOTO; isolation verification; uprawnienia; kontrola energisation
Transport	traffic management plan; route survey; banksman; separation people/plant
Pożar	detekcja; emergency response; dostęp służb; izolacja energii
Pogoda	monitoring prognoz i warunków lokalnych; wind limits; lightning procedure

Źródło: WorkSafe New Zealand; opracowanie własne.

5.3. Bezpieczeństwo podczas montażu, transportu i operacji dźwigowych

Transport i podnoszenie komponentów należą do najbardziej charakterystycznych i jednocześnie najbardziej krytycznych operacji podczas budowy farmy wiatrowej. Współczesne łopaty osiągają długości kilkudziesięciu metrów, sekcje wieży posiadają duże średnice i masę, a gondole oraz główne elementy napędu mogą ważyć dziesiątki ton. Transport rozpoczyna się często w porcie, skąd komponenty

przewożone są na miejsce budowy za pomocą specjalistycznych zestawów. Trasa transportowa powinna zostać wcześniej szczegółowo oceniona. Znaczenie mają promienie skrętów, nachylenia, nośność dróg i mostów, ograniczenia wysokościowe, przewody napowietrzne oraz możliwość bezpiecznego zatrzymania zestawu. Transport łopat jest szczególnie wymagający ze względu na ich długość oraz wpływ wiatru bocznego. Nawet przy niewielkiej masie w stosunku do rozmiaru łopata posiada bardzo dużą powierzchnię aerodynamiczną. Kierowca i zespół transportowy muszą więc reagować nie tylko na geometrię trasy, ale również na warunki pogodowe. Z punktu widzenia bezpieczeństwa kluczowe jest zarządzanie interakcją transportu z innymi użytkownikami dróg. Operacje mogą wymagać eskorty, czasowego zamykania odcinków i precyzyjnej komunikacji pomiędzy kierowcami, pilotami oraz personelem zarządzającym ruchem.

Po dotarciu komponentów na plac następuje ich rozładunek i przygotowanie do montażu. Już ten etap wiąże się z ryzykiem upadku ładunku, przygniecenia, niekontrolowanego ruchu komponentu lub wejścia osoby pomiędzy przemieszczany element a nieruchomą przeszkodę. Najważniejszą zasadą powinno być ograniczenie obecności ludzi w line of fire. Jeżeli pracownik nie musi znajdować się w potencjalnej drodze przemieszczającego się elementu, organizacja pracy powinna wykluczyć taką obecność. Operacje dźwigowe podczas budowy turbiny mają charakter wysoko specjalistyczny. WorkSafe podkreśla, że osoby zarządzające placem budowy powinny mieć całościowy obraz aktywności związanych z żurawiem oraz upewniać się, że zagrożenia zostały zidentyfikowane i odpowiednio kontrolowane (WorkSafe New Zealand 2017a). Nowozelandzki Approved Code of Practice for Load-Lifting Rigging zawiera zalecenia dotyczące bezpiecznych praktyk podczas podnoszenia i riggingu, w tym doboru konfiguracji i odpowiedniego wyposażenia (WorkSafe New Zealand 2017b). W energetyce wiatrowej operacja powinna być oparta na szczegółowym lifting planie. Dokument musi uwzględniać rzeczywistą masę komponentu, konfigurację żurawia, promień roboczy, wysokość podnoszenia, rodzaj zawiesi, punkty mocowania, warunki gruntowe oraz dopuszczalne parametry pogodowe.

Jednym z najważniejszych elementów jest stabilność żurawia. Nawet bardzo duży dźwig może utracić stabilność, jeśli zostanie ustawiony na niewłaściwie przygotowanym podłożu. Ocena crane pad powinna więc obejmować geotechniczną zdolność do przeniesienia nacisków generowanych podczas najbardziej niekorzystnej fazy operacji. Podczas montażu sekcji wieży ryzyko jest związane zarówno z samym ciężarem elementów, jak i koniecznością ich precyzyjnego pozycjonowania. Pracownicy znajdujący się przy połączeniu sekcji muszą pozostawać poza potencjalnym punktem przygniecenia w takim zakresie, w jakim jest to możliwe. Montaż gondoli wprowadza

kolejny poziom ryzyka związany z masą i wysokością. Podnoszony komponent może przemieścić się pod wpływem podmuchu wiatru. Stosuje się odpowiednie środki kontroli ruchu, jednak żaden z nich nie zastępuje przestrzegania limitów pogodowych. Szczególnie wymagające jest podnoszenie łopat lub kompletnego wirnika. Aerodynamiczna powierzchnia powoduje dużą podatność na wiatr. WorkSafe wskazuje ogólnie, że przy niebezpiecznie silnych wiatrach należy zatrzymać pracę żurawi (WorkSafe New Zealand 2026c). W projektach wiatrowych kryteria zatrzymania powinny być dodatkowo precyzyjnie określone przez producenta, wykonawcę podnoszenia i zatwierdzony lifting plan. Exclusion zone powinna być ustanowiona wokół obszaru potencjalnego upadku ładunku. W czasie installation phase ma ona fundamentalne znaczenie, ponieważ samo założenie, że profesjonalny żuraw „nie powinien" utracić ładunku, nie może być traktowane jako wystarczające zabezpieczenie. Podstawowa zasada powinna brzmieć: nawet jeżeli awaria systemu podnoszenia jest mało prawdopodobna, osoby niezaangażowane bezpośrednio w operację nie powinny znajdować się w miejscu, w którym konsekwencją takiego zdarzenia byłaby śmierć lub ciężki uraz.

Kontrola dostępu jest więc szczególnie istotna podczas instalacji. W fazie commissioningu charakter pracy zmienia się. Ciężkie prace instalacyjne są zakończone i nie występuje już analogiczna konieczność utrzymywania instalacyjnej exclusion zone wokół całej turbiny wyłącznie z powodu standardowych czynności commissioningowych. Zamiast tego kontrola obszaru powinna odpowiadać rzeczywistym ryzykom konkretnych testów, energizacji i dostępu osób upoważnionych. Jest to dobry przykład znaczenia risk-based approach. Bariery nie powinny być stosowane automatycznie tylko dlatego, że były konieczne na wcześniejszym etapie projektu. Jednocześnie nie powinny być usuwane, jeśli nadal istnieje konkretne zagrożenie wymagające odseparowania osób.

5.4. Bezpieczeństwo podczas eksploatacji, serwisu i prac elektrycznych

Przejście turbiny z fazy budowy do eksploatacji zasadniczo zmienia profil ryzyka. Znika duża część ciężkiego transportu i robót cywilnych, jednak rośnie znaczenie energii elektrycznej, mechanicznej i hydraulicznej oraz prac wykonywanych przez niewielkie zespoły wewnątrz uruchomionego urządzenia. Jednym z podstawowych zagadnień jest bezpieczna izolacja energii. Turbina wiatrowa może zawierać wiele źródeł energii: elektryczną, mechaniczną wynikającą z możliwości ruchu wirnika, hydrauliczną, pneumatyczną, grawitacyjną oraz energię zmagazynowaną w sprężynach lub kondensatorach. Samo zatrzymanie turbiny za pomocą panelu sterowania nie

jest równoznaczne z bezpiecznym stanem do wykonania prac. WorkSafe definiuje lockout jako wykorzystanie blokady służącej do unieruchomienia maszyny lub odizolowania źródła energii w celu uzyskania stanu bez energii (WorkSafe New Zealand 2021). Wytyczne WorkSafe dotyczące serwisowania maszyn podkreślają konieczność bezpiecznej izolacji i de-energizacji elementów mogących spowodować uraz podczas prac serwisowych (WorkSafe New Zealand 2021).

W sektorze wiatrowym procedura powinna obejmować identyfikację wszystkich źródeł energii, ich odłączenie, zabezpieczenie przed ponownym uruchomieniem, rozładowanie energii zmagazynowanej oraz potwierdzenie skuteczności izolacji przed rozpoczęciem pracy. Lockout/Tagout jest jednym z podstawowych controls chroniących przed nieoczekiwanym uruchomieniem urządzenia. System musi jednocześnie określać zasady dotyczące osobistych blokad pracowników, group lockout, przekazywania zmiany oraz postępowania w sytuacji, gdy osoba zakładająca blokadę nie jest dostępna. Szczególnego znaczenia nabierają prace w systemach średniego i wysokiego napięcia. Dostęp powinien być ograniczony do osób posiadających odpowiednie kompetencje i upoważnienia. Status urządzenia powinien być jednoznacznie określony, a komunikacja dotycząca energizacji prowadzona zgodnie z formalnym systemem.

Commissioning jest okresem szczególnie podatnym na ryzyko nieporozumienia. Część instalacji może być już pod napięciem, podczas gdy inne elementy są nadal testowane lub pozostają w przygotowaniu. Pracownicy przyzwyczajeni do wcześniejszego statusu „construction" muszą zostać jednoznacznie poinformowani o zmianie warunków.

Praca na wysokości jest kolejnym podstawowym ryzykiem fazy O&M. WorkSafe wskazuje, że przedsiębiorstwa muszą zarządzać ryzykami związanymi z pracą na wysokości, a planowanie powinno obejmować identyfikację zagrożeń, wybór odpowiednich zabezpieczeń i dokumentowanie przyjętego podejścia (WorkSafe New Zealand 2019). Wejście do gondoli może odbywać się za pomocą wewnętrznej drabiny lub windy serwisowej, zależnie od modelu turbiny. Systemy ochrony przed upadkiem muszą być odpowiednio dobrane, utrzymywane i okresowo kontrolowane. WorkSafe publikował również safety alerts dotyczące utrzymania, inspekcji i ponownej certyfikacji stałych systemów kotwiczących, co podkreśla znaczenie samej infrastruktury ochronnej. Praca wewnątrz gondoli może wydawać się bezpieczniejsza niż praca na zewnątrz, lecz występują tam inne zagrożenia: ograniczona przestrzeń, ruchome części, gorące powierzchnie, oleje, urządzenia elektryczne oraz możliwość pożaru.

W określonych warunkach część przestrzeni może również wymagać oceny pod kątem confined space. WorkSafe w aktualnych wytycznych dotyczących pracy w przestrzeniach ograniczonych podkreśla konieczność izolowania źródeł zagrożenia i wskazuje na de-energise, lockout or tagout jako element przygotowania bezpiecznego wejścia (WorkSafe New Zealand 2024). Nie każda przestrzeń wewnątrz turbiny jest automatycznie confined space w rozumieniu odpowiednich kryteriów. Ocena powinna wynikać z rzeczywistych cech przestrzeni, możliwości wejścia i wyjścia oraz występujących atmosferycznych i mechanicznych zagrożeń.

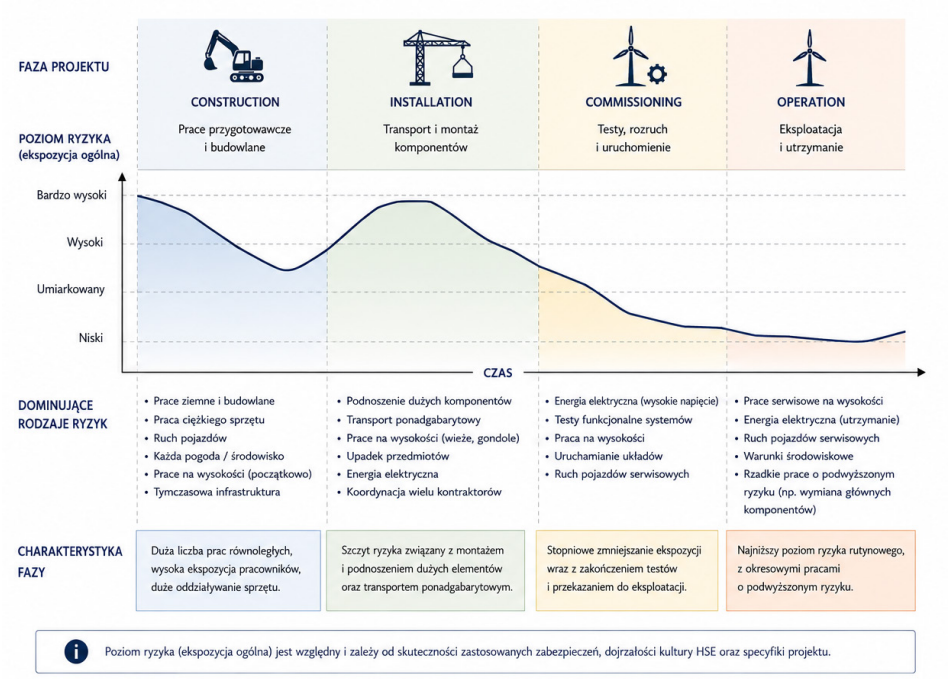
Prace przy łopatach są szczególną kategorią serwisu. Inspekcje mogą być prowadzone z ziemi przy pomocy dronów lub systemów optycznych, ale naprawy często wymagają zastosowania rope access, platform lub innych specjalistycznych metod dostępu. Zastosowanie dronów może ograniczyć ekspozycję pracownika na wysokość podczas inspekcji. Jest to przykład stosowania hierarchii controls poprzez zmniejszenie potrzeby fizycznego dostępu do niebezpiecznego miejsca. Jeżeli odpowiednią informację można uzyskać bez wysyłania człowieka na łopatę, taka metoda może przynosić istotną korzyść bezpieczeństwa. Nie wszystkie czynności można jednak w ten sposób zastąpić. Naprawy powierzchni łopaty, prace przy systemie ochrony odgromowej czy niektóre inspekcje wewnętrzne nadal wymagają bezpośredniego dostępu.

Kolejną kategorią jest heavy component replacement. Wymiana gearboxu, generatora, transformatora lub dużego elementu układu napędowego może ponownie wprowadzić do eksploatowanej farmy ryzyka charakterystyczne dla fazy budowy, w szczególności duże operacje dźwigowe.

Oznacza to, że profil HSE farmy nie jest statyczny. Standardowa praca serwisowa może charakteryzować się jednym zestawem controls, natomiast major component exchange może wymagać czasowego przywrócenia infrastruktury i zasad charakterystycznych dla ciężkiej instalacji. Charakter i poziom ekspozycji na poszczególne zagrożenia zmieniają się wraz z przechodzeniem projektu przez kolejne fazy jego cyklu życia. Zmianę profilu ryzyka pomiędzy fazami construction, installation, commissioning i operation przedstawiono na rysunku 5.4.

Zarządzanie bezpieczeństwem musi więc odpowiadać rzeczywistemu zakresowi prac, a nie wyłącznie formalnej klasyfikacji obiektu jako „operacyjnego".

Rysunek 5.4. Zmiana profilu ryzyka w fazach construction-installation-commissioning-operation



Źródło: Opracowanie własne; skala jakościowa, nie statystyka wypadkowa.

5.5. Zarządzanie bezpieczeństwem, reagowanie awaryjne i kultura HSE

Efektywne zarządzanie bezpieczeństwem farmy wiatrowej wymaga systemu wykraczającego poza indywidualne procedury dla poszczególnych prac. Najważniejszym zadaniem organizacji jest stworzenie warunków, w których kontrola ryzyk jest systematyczna, odpowiedzialności są jednoznaczne, a niebezpieczne odstępstwa są identyfikowane przed wystąpieniem zdarzenia.

Pierwszym elementem jest leadership. Kierownictwo projektu powinno regularnie koncentrować uwagę na ryzykach o największym potencjale konsekwencji. Jeżeli zarządzanie HSE sprowadza się głównie do wskaźników liczby drobnych obserwacji lub dokumentów, istnieje ryzyko utraty obrazu najważniejszych zagrożeń. Podejście oparte na critical risks jest w tym kontekście szczególnie przydatne i zgodne z kierunkiem reformy HSWA uchwalonej w 2026 roku. WorkSafe wskazuje, że od 1 kwietnia 2027 roku system będzie wyraźniej priorytetyzował zagrożenia mogące powodować śmierć, poważny uraz, ciężką chorobę lub długoterminową szkodę (WorkSafe New Zealand 2026b). Na farmie wiatrowej można stworzyć critical risk

register obejmujący między innymi work at height, lifting operations, electrical energy, hazardous energy isolation, mobile plant, transport, dropped objects, fire oraz rescue. Dla każdego ryzyka powinny zostać określone critical controls. Systemowe podejście do identyfikacji zagrożeń o potencjalnie najpoważniejszych konsekwencjach, przypisania im odpowiednich critical controls oraz weryfikacji skuteczności tych zabezpieczeń przedstawiono na rysunku 5.5.

Rysunek 5.5. Model zarządzania critical risks w energetyce wiatrowej



Źródło: Opracowanie własne na podstawie WorkSafe NZ i praktyki branżowej.

Przykładowo przy podnoszeniu krytycznym controlem może być właściwa konfiguracja żurawia, dopuszczalny ground bearing pressure, zgodność z lifting planem i kontrola exclusion zone. Przy pracy elektrycznej kluczowe będą izolacja, potwierdzenie de-energised state oraz ograniczenie dostępu do osób upoważnionych. Szczególne znaczenie ma weryfikacja. Istnienie critical control w procedurze nie oznacza, że działa on w terenie. Kontrola powinna odpowiadać na konkretne pytanie: czy dany element zabezpieczenia jest obecny, skuteczny i właściwie używany w momencie wykonywania pracy?

Drugim filarem jest kompetencja. Farmy wiatrowe wykorzystują wysoko wyspecjalizowane technologie i nie każda osoba posiadająca ogólne doświadczenie budowlane może automatycznie wykonywać prace turbinowe. Wymagania mogą dotyczyć pracy na wysokości, rescue, first aid, electrical authorisation, riggingu, obsługi dźwigów, forkliftów czy specjalistycznych pojazdów transportowych. Samo posiadanie certyfikatu również nie powinno być traktowane jako pełny dowód kompetencji. Kompetencja obejmuje połączenie wiedzy, umiejętności, doświadczenia oraz zdolności zastosowania ich w konkretnej sytuacji.

Trzecim elementem jest worker engagement. WorkSafe wskazuje, że przedsiębiorstwa powinny konsultować się z pracownikami przy podejmowaniu decyzji dotyczących zarządzania ryzykami związanymi między innymi z pracą na wysokości (WorkSafe New Zealand 2019). W praktyce osoby wykonujące pracę często mają dostęp do informacji niedostępnej z poziomu biura. Technik może zauważyć, że określony punkt kotwiący jest niewygodny w praktyce, operator żurawia może wskazać problem widoczności, a kierowca może rozpoznać ryzyko na konkretnym zakręcie trasy. Kultura HSE powinna więc umożliwiać przekazywanie takich informacji bez obawy, że zgłoszenie problemu zostanie potraktowane jako przeszkoda w realizacji harmonogramu. Najbardziej widocznym testem kultury jest stop work authority. Pracownik powinien mieć możliwość zatrzymania pracy, jeżeli uznaje warunki za niebezpieczne. Nie może to być wyłącznie hasło umieszczone w prezentacji indukcyjnej. Osoba korzystająca z tego prawa powinna być wspierana, jeżeli zgłoszenie zostało dokonane w dobrej wierze. WorkSafe w kontekście ekstremalnych warunków pogodowych podkreśla potrzebę zatrzymywania pracy, gdy warunki stają się niebezpieczne, w tym przy silnym wietrze wpływającym na żurawie lub pracę na wysokości (WorkSafe New Zealand 2026c).

Kolejną częścią systemu jest incident management. HSWA przewiduje obowiązki związane z określonymi notifiable events. WorkSafe wskazuje, że regulator musi zostać powiadomiony o określonych zdarzeniach związanych z pracą, spełniających ustawowe kryteria (WorkSafe New Zealand 2024b). Poza formalnym

zgłaszaniem zdarzeń organizacja powinna posiadać własny system analizowania incydentów i high-potential near misses. Szczególnie cenne są zdarzenia, w których nie doszło do urazu wyłącznie dzięki przypadkowi. Upuszczenie ciężkiego narzędzia z gondoli bez trafienia człowieka nie powinno być traktowane jako nieistotny near miss tylko dlatego, że nikt nie ucierpiał. Potencjalny skutek wskazuje, że zawiodła kontrola ryzyka krytycznego. Podobnie utrata kontroli nad podnoszonym komponentem, wejście osoby do strefy pracy żurawia czy błędne uruchomienie urządzenia podczas niewłaściwej izolacji powinny podlegać pogłębionej analizie nawet wtedy, gdy konsekwencja była niewielka. Celem dochodzenia nie powinno być wyłącznie wskazanie błędu konkretnego pracownika. Dojrzała analiza powinna poszukiwać również przyczyn organizacyjnych: niejasnej procedury, niewłaściwego planowania, presji czasu, braku kompetencji, błędu projektu, niewystarczającej komunikacji albo nieskutecznego nadzoru. Szczególne miejsce w energetyce wiatrowej zajmuje emergency response. Standardowe podejście stosowane na wielu budowach, polegające na wezwaniu lokalnych służb, może być niewystarczające. Osoba wymagająca pomocy może znajdować się ponad 100 m nad ziemią, wewnątrz gondoli lub w miejscu trudno dostępnym dla ratowników zewnętrznych. Emergency Response Plan powinien więc być przygotowany dla rzeczywistych scenariuszy projektu. Należy rozważyć co najmniej poważny uraz w gondoli, zawieszenie pracownika w systemie powstrzymywania spadania, pożar, incydent elektryczny, zdarzenie związane z ciężkim transportem oraz nagłe pogorszenie pogody. Szczególnie istotny jest rescue from height. Samo wyposażenie pracownika w uprząż nie rozwiązuje problemu bezpieczeństwa. Jeżeli system fall arrest zatrzyma spadającą osobę, konieczne jest jej szybkie i bezpieczne uwolnienie. Projekt musi więc posiadać odpowiednie wyposażenie ratownicze oraz osoby zdolne do jego wykorzystania. Plan ratowniczy powinien być praktycznie wykonalny. Nie wystarczy zapis, że „należy zadzwonić po emergency services", jeśli lokalne służby nie posiadają możliwości dotarcia do gondoli lub potrzebują znacznego czasu na mobilizację specjalistycznego zespołu. Dlatego regularne ćwiczenia rescue mają zasadnicze znaczenie. Pozwalają sprawdzić nie tylko kompetencje techników, ale również komunikację, dostęp do wyposażenia, lokalizację kluczy i zamków, działanie urządzeń ewakuacyjnych oraz współpracę z zewnętrznymi służbami. Podobne podejście powinno dotyczyć pożaru. Gondola zawiera źródła energii elektrycznej i elementy mechaniczne, a ewakuacja z dużej wysokości może wymagać zastosowania urządzeń ratowniczych. Personel musi znać kryteria podejmowania próby gaszenia oraz moment, w którym priorytetem jest natychmiastowa ewakuacja. Istotnym scenariuszem pozostają także ekstremalne warunki pogodowe. W styczniu 2026 roku WorkSafe zwracało uwagę na potrzebę

posiadania robust procedures dla pracowników wykonujących obowiązki podczas poważnych zdarzeń pogodowych i rekomendowało odraczanie nieistotnych prac zewnętrznych w obszarach objętych najwyższymi ostrzeżeniami (WorkSafe New Zealand 2026d). W projektach wiatrowych monitoring pogody powinien więc mieć charakter operacyjny. Prognoza nie jest jedynie informacją dla planisty, lecz częścią systemu safety controls. Może decydować o rozpoczęciu lub zatrzymaniu transportu, liftingu, pracy na wysokości i działalności serwisowej.

Ostatnim elementem jest uczenie się organizacji. Dane z obserwacji, audytów, incidentów, near misses oraz przeglądów critical controls powinny być analizowane w sposób pozwalający identyfikować powtarzające się problemy. Sama liczba obserwacji bezpieczeństwa ma ograniczoną wartość, jeżeli nie prowadzi do poprawy systemu. Znacznie ważniejsze jest określenie, czy obserwacje pokazują naruszenie critical controls oraz czy organizacja podejmuje działania ograniczające możliwość powtórzenia zdarzenia. Należy przy tym zachować równowagę pomiędzy raportowaniem pozytywnym i negatywnym. Pozytywne obserwacje mogą wzmacniać pożądane zachowania. Przykładem może być prawidłowo przygotowana operacja rozładunku komponentów, skutecznie ustanowiona exclusion zone, właściwie zabezpieczone wejście do turbiny czy kompletne przygotowanie sprzętu przed rozpoczęciem podnoszenia. Nie należy jednak budować systemu w taki sposób, aby liczba pozytywnych kart obserwacji stała się celem samym w sobie. Podstawowym miernikiem dojrzałości pozostaje zdolność organizacji do rozpoznania i utrzymania kontroli nad zagrożeniami mogącymi prowadzić do najpoważniejszych konsekwencji.

Analiza bezpieczeństwa nowozelandzkiej energetyki wiatrowej prowadzi zatem do wniosku, że sektor charakteryzuje się szczególną koncentracją critical risks. Konstrukcje o wysokości przekraczającej 100 m, ciężkie komponenty, energia elektryczna, transport ponadgabarytowy i operacje żurawi powodują, że pojedynczy błąd może prowadzić do zdarzenia o bardzo poważnych skutkach. System oparty na Health and Safety at Work Act 2015 zapewnia prawne ramy zarządzania tymi zagrożeniami, natomiast kierunek zmian uchwalonych w 2026 roku dodatkowo wzmacnia koncentrację na ryzykach krytycznych. Zmiany te mają wejść w życie 1 kwietnia 2027 roku, dlatego już obecnie są istotne z punktu widzenia długoterminowego funkcjonowania sektora (WorkSafe New Zealand 2026b). W energetyce wiatrowej podejście takie wydaje się szczególnie uzasadnione. Bezpieczeństwo nie powinno być oceniane na podstawie ilości dokumentacji ani liczby wykonanych inspekcji, ale przede wszystkim na podstawie tego, czy organizacja potrafi identyfikować scenariusze mogące prowadzić do śmierci lub ciężkiego urazu i czy controls zapobiegające takim zdarzeniom są skutecznie utrzymywane.

Faza budowy wymaga przede wszystkim zarządzania interfejsami pomiędzy wieloma wykonawcami, ciężkim transportem, robotami ziemnymi i liftingiem. Podczas installation phase szczególnego znaczenia nabierają exclusion zones, stabilność żurawia, limity pogodowe oraz zarządzanie line of fire. Po zakończeniu instalacji charakter ryzyka zmienia się i na pierwszy plan wysuwają się energia elektryczna, LOTO, praca na wysokości, dostęp do gondoli i możliwości ratownicze.

Właściwy system HSE musi reagować na te zmiany. Nie jest zasadne automatyczne utrzymywanie identycznych controls przez wszystkie fazy projektu, jeśli zmienia się charakter pracy. Środki kontroli powinny odpowiadać rzeczywistemu zagrożeniu. Jednocześnie zmiana fazy nie może prowadzić do przedwczesnego usunięcia zabezpieczeń, dopóki ryzyko, dla którego zostały wprowadzone, nadal istnieje. Szczególnego znaczenia nabiera zatem transition management pomiędzy construction, installation, commissioning i operations. Każde przejście powinno obejmować jednoznaczne określenie statusu turbiny, odpowiedzialności organizacyjnych, zasad dostępu oraz aktualnych źródeł energii. Podobną wagę ma emergency preparedness. Wysokość turbin oraz oddalenie części farm od dużych ośrodków miejskich powodują, że czas reakcji służb zewnętrznych może być istotnym czynnikiem. Personel powinien być zdolny do rozpoczęcia odpowiednich działań ratowniczych przy użyciu sprzętu dostępnego na miejscu, w ramach posiadanych kompetencji i przygotowanych procedur. Bezpieczny rozwój sektora wymaga także odpowiedniej kultury organizacyjnej. Najważniejszym jej elementem jest zdolność zatrzymania pracy w sytuacji, w której controls przestały być skuteczne. WorkSafe wyraźnie wskazuje na konieczność zatrzymywania pracy podczas niebezpiecznych warunków pogodowych, co w sektorze wiatrowym ma bezpośrednie znaczenie dla liftingu i pracy na wysokości (WorkSafe New Zealand 2026c). Ostatecznie bezpieczeństwo pracy należy traktować nie jako koszt towarzyszący produkcji energii, ale jako jeden z podstawowych warunków trwałego rozwoju branży. Zwiększanie mocy wiatrowych przy jednoczesnym wzroście rozmiarów turbin będzie prowadzić do nowych wyzwań technicznych i organizacyjnych. Rozwój standardów HSE, kompetencji pracowników, systemów ratowniczych i zarządzania critical risks będzie więc musiał następować równolegle z rozwojem samej technologii. Znaczenie bezpieczeństwa pracy wykracza również poza poziom pojedynczego projektu. Poważne zdarzenia mogą wpływać na reputację branży, zaufanie społeczne oraz koszty realizacji kolejnych inwestycji. Wysoki poziom HSE powinien być zatem postrzegany jako element szerszej zdolności Nowej Zelandii do bezpiecznej transformacji systemu energetycznego. Transformacja ta prowadzi jednocześnie do szerszego pytania o bezpieczeństwo samego systemu energetycznego. Rozwój wiatru może zmniejszać zależność od paliw kopalnych

i dywersyfikować krajową produkcję, ale jego zmienny charakter tworzy nowe wymagania dotyczące sieci, bilansowania oraz zasobów elastyczności. Relacja pomiędzy energetyką wiatrową a bezpieczeństwem energetycznym Nowej Zelandii stanowi przedmiot kolejnego rozdziału.

Rozdział 6

Energetyka wiatrowa a bezpieczeństwo energetyczne Nowej Zelandii

6.1. Bezpieczeństwo energetyczne Nowej Zelandii – uwarunkowania i wyzwania

Bezpieczeństwo energetyczne stanowi jeden z podstawowych warunków stabilnego funkcjonowania współczesnego państwa. Jego znaczenie wykracza poza samą dostępność energii elektrycznej i obejmuje również zdolność systemu do reagowania na zakłócenia, utrzymywania odpowiedniego poziomu niezawodności, ograniczania ekspozycji na zewnętrzne źródła ryzyka oraz dostarczania energii po kosztach możliwych do zaakceptowania przez gospodarstwa domowe i przedsiębiorstwa. W przypadku Nowej Zelandii zagadnienie to posiada szczególny charakter wynikający z wyspiarskiego położenia kraju, braku transgranicznych połączeń elektroenergetycznych oraz bardzo wysokiego udziału odnawialnych źródeł energii. W przeciwieństwie do części państw europejskich Nowa Zelandia nie może w sytuacji niedoboru energii wykorzystać połączeń międzysystemowych z sąsiednimi państwami. Całość krótkoterminowego bilansowania podaży i popytu musi więc następować w ramach krajowego systemu. Oznacza to, że bezpieczeństwo dostaw jest w wysokim stopniu uzależnione od dostępności krajowych źródeł wytwórczych, infrastruktury przesyłowej, zdolności magazynowania oraz skuteczności funkcjonowania rynku energii. Jednocześnie Nowa Zelandia posiada istotną przewagę wynikającą z dużej dostępności własnych zasobów odnawialnych. Hydroenergetyka, geotermia, wiatr i energia słoneczna pozwalają ograniczać wykorzystanie paliw kopalnych w sektorze elektroenergetycznym. W 2024 roku odnawialne źródła odpowiadały za 85,5% krajowej produkcji energii elektrycznej. W tym samym roku całkowita moc odnawialnych

źródeł zwiększyła się o 556 MW, a względem 2020 roku była wyższa o około 1262 MW (MBIE 2025a).

Wysoki udział OZE nie jest jednak równoznaczny z automatycznym osiągnięciem bezpieczeństwa energetycznego. Struktura nowozelandzkiego systemu powoduje, że istotną rolę odgrywa zmienność dostępności zasobów naturalnych. Szczególnie ważna jest hydroenergetyka, która odpowiada za około połowę krajowych zdolności wytwórczych. MBIE wskazuje, że moc hydroelektrowni przekracza 5000 MW, a znaczna część tego potencjału jest zlokalizowana na Wyspie Południowej (MBIE 2025b). Uzależnienie znacznej części produkcji od warunków hydrologicznych tworzy charakterystyczne dla Nowej Zelandii ryzyko dry-year. MBIE definiuje je jako ryzyko, że podczas okresu niskich poziomów wody w zbiornikach kraj nie będzie dysponował odpowiednią ilością niezawodnej energii elektrycznej. Problem jest szczególnie istotny zimą, kiedy zapotrzebowanie na energię jest wyższe. Jeżeli system nie dysponuje wystarczającą ilością długoterminowej energii dyspozycyjnej, niskie poziomy hydro mogą prowadzić do bardzo wysokich cen hurtowych oraz zwiększonego ryzyka niedoborów podaży (MBIE 2026a). Zjawisko to zostało wyraźnie uwidocznione w 2024 roku. Niskie dopływy do zbiorników ograniczyły produkcję hydroelektryczną, a równocześnie wystąpiły problemy związane z dostępnością krajowego gazu. W rezultacie zwiększono wykorzystanie paliw kopalnych, w tym węgla. Udział OZE pozostał wysoki w skali całego roku, lecz wydarzenia te pokazały, że system może znajdować się pod znaczną presją nawet wtedy, gdy jego struktura jest w przeważającej mierze odnawialna (MBIE 2025a). Odwrotna sytuacja wystąpiła pod koniec 2025 roku. Korzystne warunki hydrologiczne w połączeniu z dużą produkcją pozostałych odnawialnych źródeł spowodowały, że w kwartale październik–grudzień 2025 roku aż 96,4% energii elektrycznej zostało wyprodukowane ze źródeł odnawialnych. Był to rekord dla kwartalnego udziału OZE w krajowej produkcji (MBIE 2026b). Porównanie obu okresów dobrze pokazuje charakter wyzwania stojącego przed Nową Zelandią. Kraj nie musi jedynie zwiększać średniego rocznego udziału energii odnawialnej. Musi stworzyć system zdolny do niezawodnego funkcjonowania zarówno w warunkach wyjątkowo korzystnej podaży odnawialnej, jak i podczas okresów jednoczesnego występowania niskich poziomów hydro, słabego wiatru lub ograniczonej dostępności innych źródeł.

Transpower jako operator systemu odpowiada między innymi za ocenę długoterminowego bezpieczeństwa dostaw. Security of Supply Assessment 2026 obejmuje perspektywę od 2026 do 2035 roku. Wnioski operatora wskazują, że w krótkim terminie bezpieczeństwo dostaw pozostaje odpowiednie pod warunkiem terminowej realizacji zakontraktowanych nowych źródeł i projektów magazynowych. Jednocześnie

w dalszej części dekady pojawiają się rosnące ryzyka związane ze wzrostem popytu, spadkiem dostępności krajowego gazu i możliwością opóźnień w realizacji nowych inwestycji (Transpower 2026a). W tym kontekście coraz ważniejsze staje się rozróżnienie pomiędzy capacity adequacy a energy adequacy. Pierwsze pojęcie odnosi się do zdolności systemu do zapewnienia odpowiedniej mocy w konkretnym momencie, szczególnie podczas szczytowego zapotrzebowania. Drugie dotyczy możliwości zapewnienia wystarczającej ilości energii w dłuższym okresie. Energetyka wiatrowa może znacząco zwiększać całkowity wolumen dostępnej energii, ale nie można przyjmować, że pełna moc znamionowa farmy będzie dostępna w momencie szczytowego zapotrzebowania. Z tego względu Transpower przy ocenie bezpieczeństwa dostaw stosuje dla poszczególnych technologii odpowiednie współczynniki uwzględniające ich rzeczywistą zdolność do udziału w pokrywaniu szczytowego popytu. W SOSA 2026 zaktualizowano między innymi współczynniki dotyczące energetyki wiatrowej, słonecznej, geotermalnej i kogeneracji na podstawie najnowszych doświadczeń eksploatacyjnych (Transpower 2026a). Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego oznacza to, że 1 MW mocy zainstalowanej w farmie wiatrowej nie może być traktowany jako pełny substytut 1 MW źródła dyspozycyjnego. Nie oznacza to jednak, że jego wartość jest niska. Wiatr dostarcza energii, oszczędza wodę w zbiornikach hydroenergetycznych, ogranicza konieczność wykorzystania paliw kopalnych oraz może zmniejszać prawdopodobieństwo wystąpienia długoterminowego deficytu energii. Relacja ta jest jednym z najważniejszych elementów nowozelandzkiego modelu bezpieczeństwa energetycznego. W warunkach wysokiego udziału hydroenergetyki energia wyprodukowana przez wiatr może prowadzić do ograniczenia wykorzystania zasobów wodnych w określonych okresach. Zachowana woda może zostać wykorzystana później, kiedy produkcja wiatrowa będzie niższa albo zapotrzebowanie większe. W tym sensie zbiorniki hydro mogą pełnić funkcję pośredniego bufora pozwalającego zwiększać systemową wartość generacji wiatrowej. Nie jest to jednak idealny odpowiednik magazynu energii. Możliwość ograniczania produkcji hydro zależy od warunków hydrologicznych, konstrukcji poszczególnych systemów rzecznych, wymagań środowiskowych i innych ograniczeń operacyjnych. Niemniej komplementarność tych technologii stanowi jedną z najważniejszych potencjalnych przewag nowozelandzkiej transformacji. Bezpieczeństwo dostaw wymaga również odpowiedniej infrastruktury przesyłowej. Duża część potencjału hydroenergetycznego znajduje się na Wyspie Południowej, podczas gdy znaczne skupiska ludności i popytu zlokalizowane są na Wyspie Północnej. Jednocześnie rozwój nowych farm wiatrowych i słonecznych zmienia geograficzny rozkład wytwarzania. Możliwość przesyłania energii pomiędzy regionami staje się więc równie ważna jak sama

wielkość mocy zainstalowanej. W rezultacie bezpieczeństwo energetyczne Nowej Zelandii w kolejnych dekadach będzie zależeć od równoległego rozwoju generacji, sieci, magazynowania i elastyczności odbioru. Energetyka wiatrowa jest jednym z najważniejszych elementów tego systemu, lecz jej znaczenie należy oceniać poprzez zdolność współpracy z pozostałymi zasobami, a nie w izolacji.

Tabela 6.1. Udział OZE – wybrane punkty odniesienia

Okres	Udział OZE w generacji [%]	Komentarz
2023	88.1	rok o wysokim udziale odnawialnym
2024	85.5	niski hydro inflow i większa generacja cieplna
Q4 2025	96.4	rekord kwartalny
Q1 2026	94.5	silna generacja hydro, wind i solar

Źródło: MBIE, Energy in New Zealand 2025; New Zealand Energy Quarterly 2025–2026.

6.2. Energetyka wiatrowa jako element dywersyfikacji źródeł energii

Jednym z klasycznych wymiarów bezpieczeństwa energetycznego jest dywersyfikacja. System oparty na wielu technologiach, lokalizacjach i rodzajach zasobów jest zasadniczo mniej podatny na zakłócenie jednego źródła niż system silnie skoncentrowany. W przypadku Nowej Zelandii znaczenie energetyki wiatrowej wynika między innymi z możliwości dywersyfikowania dużego udziału hydroenergetyki. Hydroenergetyka pozostaje podstawą krajowego systemu, lecz jej wielkość produkcji zależy od dostępności wody. Geotermia charakteryzuje się znacznie większą stabilnością, ale jej rozwój przestrzenny jest ograniczony dostępnością odpowiednich zasobów geologicznych. Wiatr występuje natomiast w wielu regionach kraju i może być wykorzystywany przez stosunkowo dużą liczbę nowych projektów. Rozwój sektora wiatrowego w ostatnich latach pokazuje skalę tej zmiany. W okresie 2020–2024 moc wiatrowa niemal się podwoiła, osiągając około 1265 MW. W 2024 roku produkcja energii wiatrowej osiągnęła rekordowe około 3919 GWh, czyli o 22% więcej niż rok wcześniej. Do wzrostu przyczyniły się przede wszystkim nowe farmy Waipipi, Turitea, Kaiwera Downs i Harapaki (MBIE 2025a). W kontekście bezpieczeństwa energetycznego znaczenie tej produkcji jest większe niż prosty wzrost udziału procentowego w miksie. Każdy dodatkowy gigawatogodzinowy wolumen energii wyprodukowany z wiatru ogranicza konieczność uzyskania tej samej ilości energii z innego źródła. W okresie ograniczonych zasobów hydro może to umożliwić zachowanie większego poziomu wody w zbiornikach. Dywersyfikacja odnosi się również do przestrzeni. Farmy wiatrowe funkcjonują w różnych częściach Nowej

Zelandii, między innymi w Manawatū, Wellingtonie, Taranaki, Hawke's Bay, Otago i Southland. Warunki atmosferyczne w tych regionach nie są idealnie skorelowane. Oznacza to, że spadek produkcji jednej farmy nie musi zawsze występować równocześnie ze spadkiem produkcji we wszystkich pozostałych. Geograficzne rozproszenie ma jednak swoje granice. Systemy pogodowe mogą obejmować rozległe obszary, dlatego możliwe są okresy niskiej produkcji wiatrowej w wielu lokalizacjach jednocześnie. Przykładowo w kwartale wrześniowym 2025 roku produkcja wiatrowa była niższa niż rok wcześniej wskutek słabszych warunków wiatrowych, szczególnie w dolnej części Wyspy Północnej (MBIE 2025c). Jeszcze bardziej widoczna jest odwrotna sytuacja, gdy korzystne warunki wiatrowe obejmują wiele farm równocześnie. W październiku 2025 roku większa dostępność wiatru oraz poprawa sytuacji hydroenergetycznej przyczyniły się do gwałtownego spadku cen hurtowych energii. Electricity Authority wskazywała, że średnia cena hurtowa spadła z ponad 280 NZD/MWh pod koniec sierpnia do około 30 NZD/MWh w październiku, między innymi w wyniku zwiększonej generacji odnawialnej i niższego sezonowego popytu (Electricity Authority 2025a). Przykład ten pokazuje, że wzrost generacji wiatrowej może przynosić korzyści cenowe, ale jednocześnie tworzy nowe wyzwania ekonomiczne dla samych producentów. Jeżeli wiele farm produkuje jednocześnie, rynkowa wartość każdej dodatkowej jednostki energii może spadać. Bezpieczeństwo energetyczne i ekonomika projektu nie są więc zawsze tożsame.

Z perspektywy całego kraju niskie ceny w okresie dużej produkcji nie muszą być problemem, jeśli system posiada zdolność do wykorzystania nadwyżki. Energia może zostać zużyta przez elastyczne odbiory, zmagazynowana w bateriach, wykorzystana do ograniczenia produkcji hydro, zastosowana w procesach przemysłowych albo w przyszłości przeznaczona do produkcji wodoru. Jeżeli takich możliwości brakuje, konieczne może być ograniczanie produkcji odnawialnej. Oznacza to, że rosnąca dywersyfikacja źródeł musi być uzupełniana dywersyfikacją sposobów wykorzystania i magazynowania energii.

Energetyka wiatrowa może również zmniejszać ekspozycję systemu na ryzyko paliwowe. Turbina wiatrowa nie wymaga regularnych dostaw paliwa. Po jej uruchomieniu ilość energii możliwej do wyprodukowania zależy przede wszystkim od warunków atmosferycznych i dostępności technicznej urządzenia, a nie od bieżącej podaży gazu, węgla czy ropy. Znaczenie tej cechy zostało uwidocznione w 2024 roku, gdy niska generacja hydro występowała równocześnie z ograniczeniami podaży gazu. W takich warunkach system potrzebował większego wykorzystania węgla. Dodatkowa dostępność źródeł wiatrowych może ograniczać skalę takiej ekspozycji, choć nie może całkowicie zastąpić źródeł zapewniających energię w długich okresach

niesprzyjających warunków pogodowych (MBIE 2025a). W tym sensie wiatr zwiększa niezależność energetyczną w zakresie zasobu pierwotnego. Energia przepływającego powietrza jest krajowym zasobem, który nie wymaga importu ani zakupu na globalnym rynku paliw. Nie oznacza to jednak pełnej autonomii sektora. Turbiny są elementem międzynarodowego łańcucha dostaw, a wiele głównych komponentów pochodzi spoza Nowej Zelandii. Bezpieczeństwo dostaw energii należy więc odróżniać od bezpieczeństwa technologicznego. Państwo może ograniczać zależność od importowanych paliw, pozostając jednocześnie zależne od zagranicznych producentów turbin, części zamiennych, specjalistycznych urządzeń oraz transportu morskiego. Charakter obu zależności jest jednak odmienny. Paliwo musi być dostarczane ciągle przez cały okres eksploatacji elektrowni, natomiast turbina po wybudowaniu może produkować energię przez wiele lat bez analogicznego strumienia importu surowca. Z perspektywy długoterminowej odporności systemu jest to istotna różnica.

Dywersyfikacja technologiczna powinna być więc rozumiana szerzej niż samo zwiększenie liczby różnych typów elektrowni. Obejmuje ona również lokalizację źródeł, strukturę dostaw technologii, system magazynowania i możliwość elastycznego reagowania odbiorców. Nowozelandzki system może korzystać z wyjątkowej kombinacji zasobów. Geotermia zapewnia stabilną produkcję odnawialną, hydroenergetyka dużą ilość energii i określoną elastyczność, energetyka wiatrowa zwiększa dostępność taniej energii z krajowego zasobu, natomiast fotowoltaika może uzupełniać produkcję przede wszystkim w godzinach dziennych. Właśnie komplementarność jest bardziej istotna niż próba wskazania jednej „najlepszej" technologii. System elektroenergetyczny nie wymaga jednego źródła zdolnego samodzielnie spełniać wszystkie funkcje. Wymaga portfela aktywów, których charakterystyki wzajemnie się uzupełniają. Z tego punktu widzenia wzrost energetyki wiatrowej zwiększa bezpieczeństwo energetyczne, jeżeli odbywa się równolegle z rozwojem zasobów elastycznych. Samo bardzo szybkie zwiększenie mocy wiatrowej bez sieci, magazynów i zdolności bilansowania prowadziłoby do pojawienia się innych rodzajów ryzyka.

Tabela 6.2. Źródła elastyczności systemu

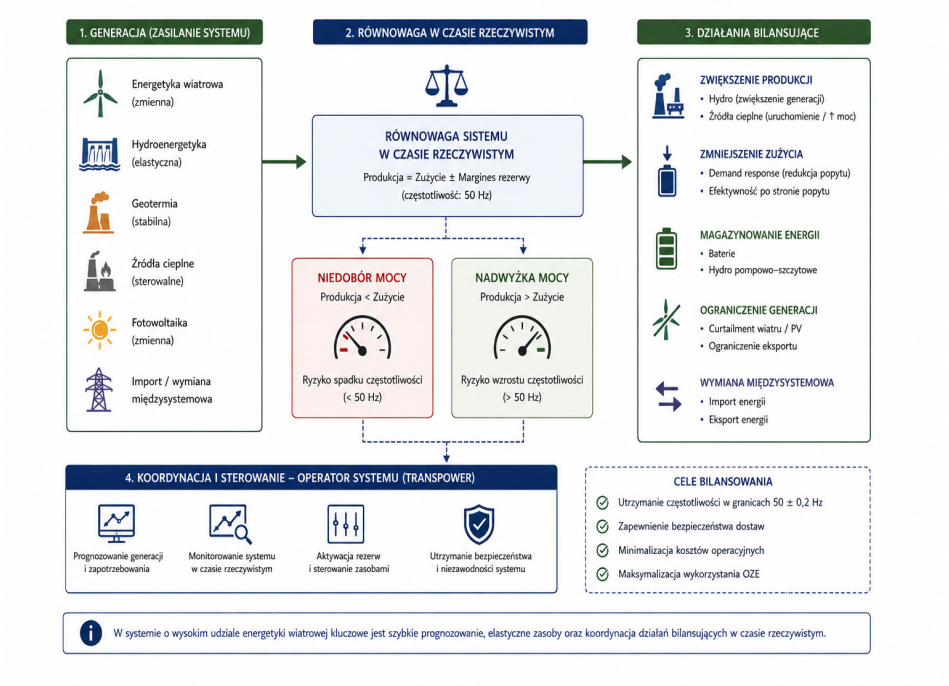
Zasób	Horyzont działania	Rola
Hydro ze zbiornikami	godziny–miesiące	bilansowanie i zachowanie energii w wodzie
BESS	sekundy–godziny	częstotliwość, peak shifting, arbitraż
Demand response	minuty–godziny	przesuwanie zużycia
Generacja cieplna / firming	godziny–dni	bezpieczeństwo podczas deficytu OZE
HVDC / sieć	ciągły	przenoszenie energii między regionami i wyspami

Źródło: Opracowanie własne na podstawie MBIE, Electricity Authority i Transpower.

6.3. Integracja energetyki wiatrowej z krajowym systemem elektroenergetycznym

Produkcja energii z wiatru musi być w każdej chwili zintegrowana z krajowym systemem elektroenergetycznym. W przeciwieństwie do magazynu paliwa, zasób wiatru nie może zostać zatrzymany i wykorzystany dokładnie wtedy, gdy pojawi się zapotrzebowanie. System musi więc dostosowywać się do zmian generacji. W skali technicznej podstawową zasadą jest zachowanie równowagi pomiędzy produkcją i zużyciem energii w czasie rzeczywistym. Jeżeli produkcja jest niższa od zapotrzebowania, inne źródła muszą zwiększyć generację albo popyt musi zostać zmniejszony. Jeżeli produkcja jest wyższa, potrzebne jest ograniczenie części źródeł, zwiększenie zużycia, magazynowanie albo inne działanie bilansujące. Podstawowe mechanizmy umożliwiające utrzymanie równowagi pomiędzy generacją a zapotrzebowaniem w systemie o wysokim udziale energetyki wiatrowej przedstawiono na rysunku 6.3.

Rysunek 6.3. Schemat bilansowania systemu o wysokim udziale energetyki wiatrowej



Źródło: Opracowanie własne.

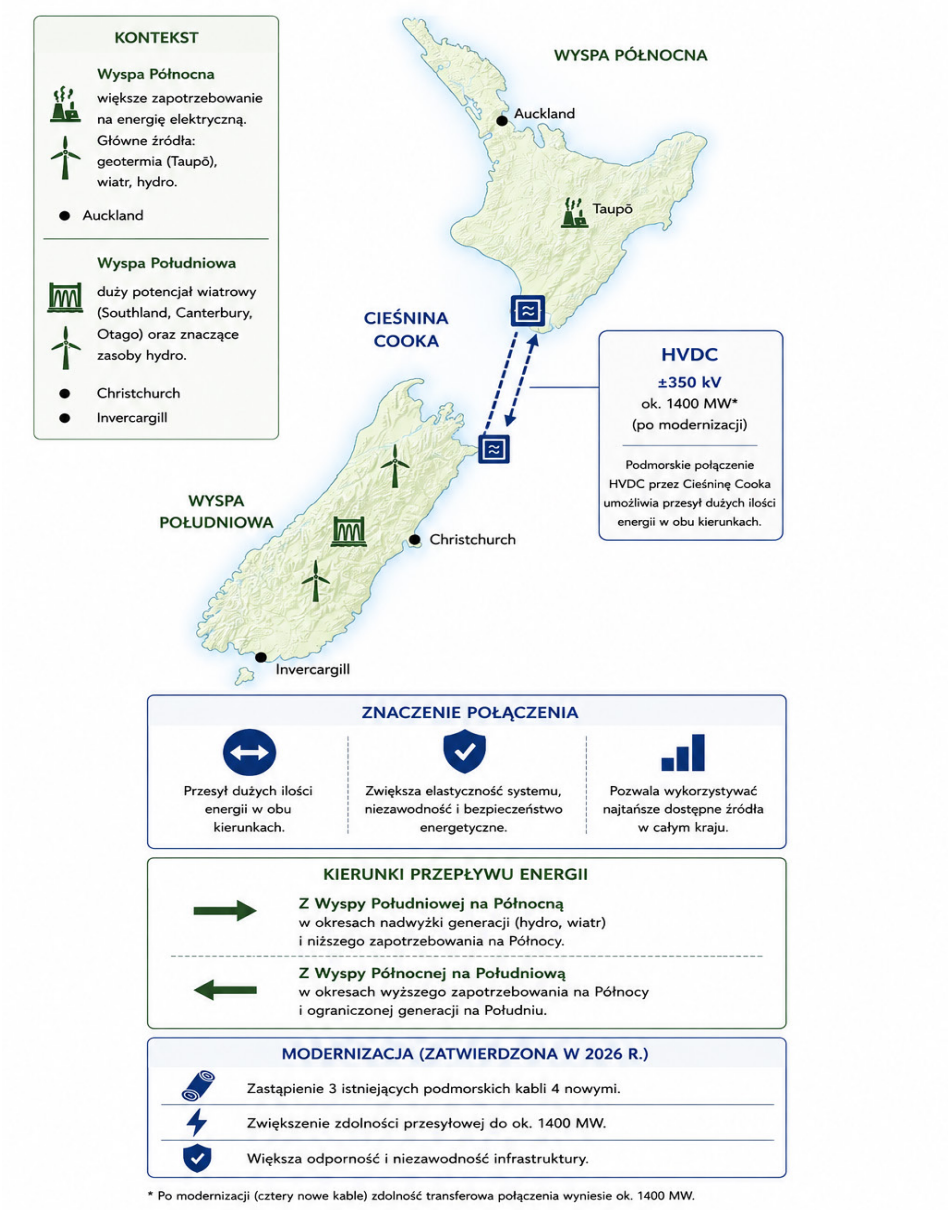
Rola Transpower jest w tym zakresie szczególnie istotna. Spółka pełni funkcję właściciela krajowej sieci przesyłowej oraz operatora systemu. Odpowiada za zarządzanie bezpieczeństwem pracy systemu, koordynację przepływów i bieżące bilansowanie. Wzrost energetyki wiatrowej zwiększa znaczenie prognozowania. Operator farmy może stosunkowo dokładnie przewidywać produkcję na kilka godzin lub dni naprzód przy wykorzystaniu prognoz meteorologicznych i danych historycznych, jednak prognoza nigdy nie jest doskonała. Każda różnica pomiędzy przewidywaną a rzeczywistą produkcją musi zostać uwzględniona przez system. Wraz ze wzrostem łącznej mocy wiatrowej nominalna wielkość potencjalnego błędu prognozy może się zwiększać. Jednocześnie geograficzne rozproszenie wielu farm może częściowo ograniczać zmienność zagregowaną. Zmiana wiatru w jednym regionie nie zawsze powoduje analogiczną zmianę w całym kraju. System potrzebuje jednak odpowiednich zasobów rezerwowych. Ich zadaniem jest reagowanie na nieoczekiwane zmiany podaży lub popytu. W przyszłym systemie o wysokim udziale źródeł wiatrowych i słonecznych funkcję tę mogą coraz częściej pełnić baterie, elastyczne hydro, demand response i inne zasoby szybko reagujące. Drugim podstawowym zagadnieniem jest infrastruktura przesyłowa. Nawet bardzo duża ilość taniej energii nie ma pełnej wartości systemowej, jeśli nie może zostać przesłana do miejsca występowania zapotrzebowania. Nowa Zelandia ma pod tym względem szczególną strukturę. System obejmuje dwie główne wyspy połączone systemem HVDC przez Cieśninę Cooka. Połączenie umożliwia przesyłanie dużych ilości energii pomiędzy Wyspą Południową i Północną, a jego znaczenie wzrasta wraz ze zmianą przestrzennej struktury generacji. Schemat połączenia HVDC pomiędzy Wyspą Południową i Wyspą Północną oraz jego znaczenie dla przepływu energii w krajowym systemie elektroenergetycznym przedstawiono na rysunku 6.3.1.

W 2026 roku zatwierdzono dużą modernizację połączenia HVDC. Program obejmuje między innymi zastąpienie trzech istniejących podmorskich kabli czterema nowymi. Dodatkowy kabel ma zwiększyć zdolność transferową połączenia do około 1400 MW i zwiększyć odporność infrastruktury. Transpower podkreśla znaczenie HVDC dla bezpieczeństwa energetycznego, odporności i możliwości przesyłania energii w sposób pozwalający wykorzystać najtańsze dostępne źródła (Transpower 2026b). Skala inwestycji jest znaczna. W czerwcu 2026 roku Transpower informował o finalnej zgodzie Commerce Commission na inwestycję około 1,1 mld NZD w modernizację połączenia międzywyspowego (Transpower 2026c). Z perspektywy energetyki wiatrowej inwestycja ma znaczenie z kilku powodów. Po pierwsze umożliwia efektywniejsze przenoszenie energii pomiędzy regionami. Po drugie zwiększa możliwość wzajemnego wspierania się systemów obu wysp w okresach występowania

odmiennych warunków wytwórczych. Po trzecie ułatwia przyszłą integrację nowych źródeł, których geograficzne rozmieszczenie będzie różnić się od historycznej struktury elektrowni. Wraz z rozwojem wiatru i fotowoltaiki przepływy mogą częściej zmieniać kierunek i wielkość. Historycznie jednym z najważniejszych zadań HVDC było przesyłanie dużej produkcji hydro z Wyspy Południowej na północ. W przyszłym systemie może częściej występować sytuacja, w której duża produkcja odnawialna na Wyspie Północnej powoduje potrzebę wykorzystania transferu w przeciwnym kierunku. Znaczenie sieci dotyczy jednak nie tylko HVDC. Każda nowa duża farma wymaga dostępu do odpowiednio silnego punktu przyłączenia. Jeśli w danym regionie powstaje kilka dużych źródeł, istniejąca infrastruktura może stać się ograniczeniem dla kolejnych projektów. Skala pipeline inwestycyjnego wskazuje, że problem ten będzie coraz ważniejszy. Electricity Authority prowadzi bazę potencjalnych nowych źródeł wytwórczych i podkreśla, że przejście do systemu o bardzo wysokim udziale OZE wymaga znaczących inwestycji w nową generację odpowiadającą rosnącemu popytowi (Electricity Authority 2026a). Nowe źródła nie mogą być rozwijane w oderwaniu od sieci. Czas budowy farmy wiatrowej może być krótszy niż okres potrzebny do zaplanowania, uzyskania zatwierdzeń i realizacji dużej inwestycji przesyłowej. Tworzy to konieczność odpowiednio wczesnego planowania systemowego. Jeżeli rozwój sieci następuje zbyt późno, może dojść do powstania tzw. connection bottlenecks. Projekty posiadające odpowiednie resource consents i finansowanie nie mogą wtedy zostać uruchomione w oczekiwanym terminie z powodu braku wystarczających możliwości przyłączeniowych.

Alternatywą nie zawsze musi być tradycyjna rozbudowa sieci. W niektórych lokalizacjach odpowiednią rolę mogą pełnić baterie, elastyczne odbiory lub inne non-network solutions. Wybór powinien wynikać z analizy ekonomicznej całego systemu. Wysoki udział źródeł opartych na elektronice energoelektronicznej prowadzi również do nowych zagadnień związanych ze stabilnością systemu. Tradycyjne duże generatory synchroniczne posiadają określone właściwości wspierające częstotliwość i stabilność napięciową. Nowoczesne turbiny wiatrowe są połączone z siecią poprzez układy energoelektroniczne i ich reakcja na zakłócenia zależy od technologii sterowania. Nie oznacza to, że wysoki udział energii wiatrowej jest technicznie niemożliwy. Wymaga natomiast odpowiedniego projektowania grid codes, ustawień zabezpieczeń, wymagań dotyczących fault ride-through oraz innych usług systemowych. W miarę wzrostu penetracji technologii falownikowych znaczenie tego rodzaju funkcji będzie rosło. Integracja wiatru jest więc problemem obejmującym zarówno energię, jak i moc, przepływy, częstotliwość, napięcie i stabilność. Sama roczna produkcja GWh nie jest wystarczającą miarą wpływu farmy na system.

Rysunek 6.3.1. Połączenie HVDC pomiędzy Wyspą Południową i Wyspą Północną



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Transpower.

Tabela 6.3. Znaczenie technologii dla bezpieczeństwa energetycznego

Technologia	Mocne strony	Ograniczenia
Wiatr	brak paliwa, dywersyfikacja, szybka budowa	zmienność
Hydro	elastyczność i magazynowanie wody	dry-year risk
Geotermia	stabilna generacja baseload	ograniczona lokalizacja i elastyczność
Solar	modułowość i spadające koszty	profil dzienny i sezonowy
BESS	bardzo szybka reakcja	ograniczony czas magazynowania

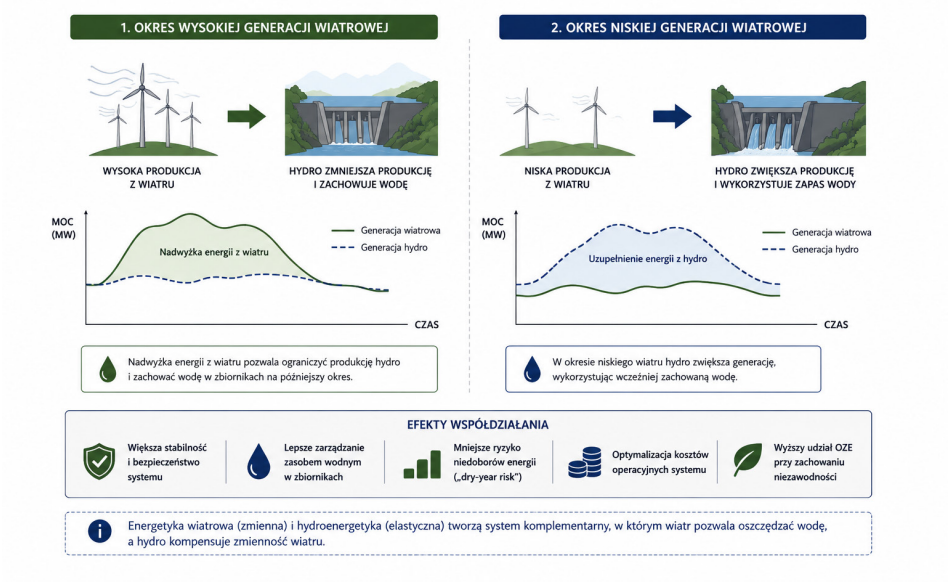
Źródło: Opracowanie własne.

6.4. Zmienność produkcji, bilansowanie systemu i magazynowanie energii

Zmienność jest podstawową właściwością energetyki wiatrowej. Nie powinna być utożsamiana z całkowitą nieprzewidywalnością, ponieważ współczesne metody meteorologiczne umożliwiają prognozowanie generacji, ale nie jest możliwe pełne sterowanie zasobem. Z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu kluczowe znaczenie ma skala czasowa. W ciągu sekund lub minut ważna jest zdolność do reagowania na krótkotrwałe odchylenia częstotliwości. W ciągu godzin potrzebne jest bilansowanie profilu popytu i zmieniającej się produkcji. W okresach dni lub tygodni problemem mogą być dłuższe okresy słabego wiatru. W skali sezonowej i wielomiesięcznej dołączają do tego warunki hydrologiczne. Żadna pojedyncza technologia magazynowania nie musi optymalnie odpowiadać na wszystkie te potrzeby. Baterie są szczególnie efektywne w zakresie szybkich usług systemowych, bilansowania krótkoterminowego oraz przesuwania energii pomiędzy godzinami. Electricity Authority podkreśla, że BESS będą odgrywać coraz większą rolę wraz z przechodzeniem Nowej Zelandii do systemu zawierającego większy udział zmiennej generacji. Mogą zwiększać odporność systemu i poprawiać bezpieczeństwo energetyczne, choć ich integracja wymaga odpowiednich zasad rynkowych i technicznych (Electricity Authority 2025b). Bateria może przykładowo ładować się podczas okresu wysokiej produkcji wiatrowej i niskich cen, a następnie oddawać energię podczas wieczornego szczytu. Może również bardzo szybko zmienić poziom mocy, wspierając utrzymanie częstotliwości. Ograniczeniem typowych systemów BESS jest jednak czas magazynowania. Bateria zaprojektowana do pracy przez dwie lub cztery godziny nie rozwiązuje sama problemu kilkutygodniowego okresu niskich poziomów wody w zbiornikach hydro i jednocześnie słabej produkcji wiatrowej.

Z tego względu Electricity Authority prowadzi działania mające dostosować rynek do rosnącej roli magazynów, w tym przegląd zasad hurtowych dotyczących utility-scale BESS. W listopadzie 2025 roku regulator konsultował rozwiązania mające poprawić możliwość udziału baterii w rynku hurtowym, jako część szerszego programu wdrażania BESS (Electricity Authority 2025c). W warunkach Nowej Zelandii szczególną formę długoterminowej elastyczności zapewnia hydroenergetyka. Zbiorniki wodne pozwalają w określonym zakresie przesuwać moment produkcji energii. Jeżeli w systemie występuje duża generacja wiatrowa, hydro może zmniejszyć produkcję i zachować wodę, która następnie może zostać wykorzystana w okresie niskiej produkcji z wiatru. Mechanizm wzajemnego uzupełniania się generacji wiatrowej i hydroenergetycznej przedstawiono na rysunku 6.4.

Rysunek 6.4. Współdziałanie energetyki wiatrowej i hydroenergetyki



Źródło: Opracowanie własne.

Jest to przykład pośredniej synergii pomiędzy dwiema technologiami odnawialnymi. Wiatr sam nie posiada magazynu, lecz może pozwalać oszczędzać zasób przechowywany w postaci wody w zbiornikach. Skala tej możliwości jest jednak ograniczona. Nowozelandzkie magazynowanie hydro nie jest porównywalne pod względem sezonowej pojemności z systemami występującymi w niektórych państwach dysponujących bardzo dużymi zbiornikami. Z tego powodu dry-year pozostaje jednym

z kluczowych problemów długoterminowego bezpieczeństwa systemu. Transpower w SOSA 2026 wskazuje właśnie na możliwość wzrostu dry-year energy risks później w tej dekadzie, szczególnie jeśli wzrost popytu będzie szybki, krajowa podaż gazu będzie się zmniejszać, a nowe projekty wytwórcze nie zostaną uruchomione terminowo (Transpower 2026a). Energetyka wiatrowa może zmniejszać to ryzyko poprzez zwiększenie średniej ilości energii dostępnej w systemie, lecz nie zapewnia pełnej ochrony przed długotrwałymi okresami niekorzystnych warunków pogodowych. Z tego względu przyszły system będzie wymagał zróżnicowanego portfela elastyczności. Oprócz hydro i BESS coraz większego znaczenia może nabierać demand response. Demand response polega na zmianie profilu zużycia w odpowiedzi na sygnały rynkowe albo potrzeby systemu. Niektóre procesy przemysłowe, ładowanie samochodów elektrycznych, ogrzewanie wody i inne odbiory mogą być częściowo przesuwane w czasie bez istotnej utraty użyteczności dla odbiorcy. W systemie o wysokim udziale wiatru może to oznaczać zwiększanie zużycia podczas okresów dużej produkcji oraz ograniczanie popytu w momencie występowania deficytu. Rozwiązanie to jest ekonomicznie interesujące, ponieważ nie każda potrzeba elastyczności wymaga budowy nowej elektrowni lub magazynu. Czasami tańsze jest dostosowanie momentu zużycia energii. Elektryfikacja transportu może zarówno zwiększać popyt, jak i tworzyć nowe zasoby elastyczności. Jeżeli miliony pojazdów byłyby ładowane jednocześnie podczas wieczornego szczytu, zwiększyłoby to wymagania wobec systemu. Inteligentne ładowanie umożliwia natomiast przesuwanie części popytu na okresy większej dostępności energii odnawialnej. W przyszłości część baterii samochodowych może również potencjalnie świadczyć usługi systemowe w modelu vehicle-to-grid, choć szerokie zastosowanie tego rozwiązania zależeć będzie od infrastruktury, regulacji i ekonomiki. Inną możliwością jest wykorzystanie nadwyżek energii do produkcji wodoru lub innych paliw syntetycznych. Elektrolizer może teoretycznie zwiększać pobór w okresach dużej podaży wiatrowej i zmniejszać go, kiedy energia elektryczna jest potrzebna przez innych odbiorców. Z punktu widzenia bezpieczeństwa systemowego rozwiązania power-to-X są interesujące przede wszystkim dlatego, że umożliwiają przekształcanie energii elektrycznej w produkt możliwy do magazynowania przez dłuższy czas. Ekonomika takich procesów pozostaje jednak bardziej złożona niż w przypadku krótkoterminowego magazynowania bateryjnego.

Należy również rozróżniać curtailment od awarii systemu. W systemie z bardzo dużą mocą źródeł wiatrowych okresowe ograniczanie części produkcji może być ekonomicznie racjonalne. Budowanie sieci i magazynów zdolnych wykorzystać absolutnie każdy MWh generowany podczas rzadkiego maksimum mogłoby być droższe niż zaakceptowanie niewielkiej ilości utraconej produkcji. Celem nie powinno więc

być całkowite wyeliminowanie curtailment, lecz znalezienie ekonomicznie optymalnej relacji pomiędzy mocą źródeł, siecią, magazynami i elastycznością. Wysoka penetracja wiatru zmienia w rezultacie logikę funkcjonowania systemu. Historycznie produkcja była w dużym stopniu dostosowywana do popytu. W przyszłym systemie coraz większa część popytu i magazynowania będzie dostosowywana również do dostępności taniej energii odnawialnej.

6.5. Znaczenie energetyki wiatrowej dla odporności i niezależności energetycznej państwa

Odporność systemu energetycznego można rozumieć jako jego zdolność do przygotowania się na zakłócenia, utrzymania podstawowych funkcji podczas ich występowania oraz stosunkowo szybkiego odtworzenia normalnego działania. Energetyka wiatrowa wpływa na odporność Nowej Zelandii zarówno pozytywnie, jak i poprzez tworzenie nowych wymagań systemowych. Najważniejszą korzyścią jest zwiększenie różnorodności krajowego portfela wytwórczego. System oparty na kombinacji hydro, geotermii, wiatru, słońca, magazynów i ograniczonej liczby źródeł dyspozycyjnych jest mniej podatny na pojedynczy rodzaj zakłócenia niż system uzależniony od jednego dominującego paliwa. Energetyka wiatrowa jest ponadto oparta na lokalnym zasobie. Nie występuje ryzyko przerwania importu samego „paliwa wiatrowego". W warunkach globalnych kryzysów paliwowych może to ograniczać ekspozycję Nowej Zelandii na część zewnętrznych wstrząsów cenowych. Nie oznacza to pełnej niezależności energetycznej całej gospodarki. Nowa Zelandia nadal wykorzystuje paliwa kopalne w transporcie, przemyśle i części wytwarzania energii. W 2024 roku odnawialne źródła odpowiadały za rekordowe 45,5% całkowitej podaży energii pierwotnej, co oznacza jednocześnie, że znaczna część gospodarki w dalszym ciągu korzystała ze źródeł nieodnawialnych (MBIE 2025a). Z tego względu największa strategiczna wartość rozwoju wiatru może pojawić się w połączeniu z elektryfikacją końcowego zużycia. Jeżeli samochód z silnikiem spalinowym zostanie zastąpiony pojazdem elektrycznym, a dodatkowa energia do jego zasilania pochodzi z krajowej farmy wiatrowej, zależność od importowanej ropy może zostać ograniczona. Analogiczne mechanizmy mogą dotyczyć elektryfikacji procesów przemysłowych i ogrzewania. Transformacja sektora elektroenergetycznego staje się wtedy narzędziem zwiększania bezpieczeństwa energetycznego całej gospodarki, a nie tylko sektora energii elektrycznej. MBIE wskazuje, że zapotrzebowanie na energię elektryczną ma znacząco wzrosnąć do 2050 roku, a duża część nowych odnawialnych mocy będzie pochodzić z energetyki wiatrowej i słonecznej. Jednocześnie rząd wskazuje potrzebę rozwijania

zasobów zdolnych do pracy wtedy, gdy nie wieje i nie świeci słońce, oraz magazynowania energii na okresy niskich poziomów wody w jeziorach hydroenergetycznych (MBIE 2026c).

W czerwcu 2026 roku Government Policy Statement on Electricity również wskazywał na spodziewane znaczne zwiększenie odnawialnej generacji w przyszłości. Rozwój ten ma stanowić jeden z istotnych elementów realizacji długoterminowych celów klimatycznych i gospodarczych państwa (MBIE 2026d). W tym kontekście energetyka wiatrowa pełni podwójną funkcję. Z jednej strony zapewnia nową niskoemisyjną podaż energii, z drugiej umożliwia elektryfikację sektorów obecnie korzystających z paliw kopalnych. Zwiększanie mocy odnawialnej musi być jednak szybsze niż sam wzrost obecnego zużycia energii elektrycznej. Jeżeli nowa generacja zostanie wykorzystana wyłącznie do pokrywania naturalnego wzrostu popytu, pozostanie mniej energii umożliwiającej zastępowanie paliw kopalnych w transporcie i przemyśle. Z punktu widzenia bezpieczeństwa strategicznego istotne jest więc odpowiednio wczesne inwestowanie. Security of Supply Assessment 2026 wskazuje, że bezpieczeństwo w krótkiej perspektywie zależy od terminowej realizacji już zakontraktowanych źródeł i baterii, a ryzyko może wzrosnąć w dalszej części dekady, jeśli inwestycje ulegną opóźnieniu (Transpower 2026a). Wniosek ten ma szczególne znaczenie dla farm wiatrowych, ponieważ ich przygotowanie trwa często wiele lat. Między identyfikacją lokalizacji, pomiarami, consenting, przyłączeniem, decyzją inwestycyjną i commissioningiem może upłynąć znaczny okres. System nie może więc czekać z rozpoczynaniem developmentu do momentu, w którym wystąpi faktyczny niedobór energii.

Odporność wymaga również odpowiedniej redundancji infrastruktury. Modernizacja HVDC przez Cieśninę Cooka jest przykładem inwestycji, która nie tworzy energii, ale zwiększa zdolność systemu do wykorzystania istniejącej i przyszłej produkcji. Cztery nowe kable mają podnieść transfer do około 1400 MW oraz zwiększyć odporność połączenia na awarie (Transpower 2026b). Dla kraju składającego się z dwóch głównych wysp możliwość wzajemnego wspierania się regionów jest elementem bezpieczeństwa strategicznego. Jeżeli jedna część systemu doświadcza niedoboru, możliwość wykorzystania nadwyżki w innej części ogranicza skalę koniecznych działań nadzwyczajnych. Rozproszenie farm wiatrowych może również ograniczać skutki lokalnych zakłóceń infrastrukturalnych. Awaria pojedynczej farmy nie powoduje utraty całej generacji wiatrowej państwa. System składa się z wielu obiektów położonych w różnych regionach. Jednocześnie koncentracja źródeł w określonych obszarach może powodować zależność od konkretnych korytarzy przesyłowych. Odporność należy więc uwzględniać już na etapie lokalizacji nowych projektów.

Kolejnym wymiarem jest odporność na zdarzenia naturalne. Nowa Zelandia jest narażona między innymi na trzęsienia ziemi, osuwiska, powodzie oraz silne zjawiska pogodowe. Farmy wiatrowe, stacje elektroenergetyczne i linie przesyłowe muszą być projektowane z uwzględnieniem tych uwarunkowań. Energetyka rozproszona przestrzennie może mieć pewną przewagę wobec systemu opartego na niewielkiej liczbie bardzo dużych elektrowni, ponieważ utrata pojedynczego obiektu oznacza mniejszy procent całkowitej mocy. Z drugiej strony rozproszona infrastruktura wymaga rozległej sieci połączeń, która sama jest narażona na zakłócenia. Odporność wynika więc z całej architektury systemu, a nie automatycznie z charakterystyki pojedynczej technologii. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego szczególnie istotne jest także rozróżnienie pomiędzy energią a usługami systemowymi. Farma wiatrowa może dostarczać dużą ilość energii w ciągu roku, lecz system nadal musi posiadać odpowiednie zdolności regulacyjne, rezerwy, stabilność napięcia i częstotliwości oraz możliwość restartu po poważnym zakłóceniu. Wraz ze wzrostem udziału wiatru część tych usług będzie coraz częściej dostarczana przez baterie i zaawansowane systemy energoelektroniczne. Oznacza to, że rozwój sektora nie polega jedynie na zwiększaniu liczby turbin, ale również na transformacji sposobu zarządzania całym systemem. Interesującą ilustrację tej zmiany stanowią dane operacyjne. Transpower udostępnia bieżące dane pokazujące znaczną zmienność struktury produkcji w ciągu dnia. W poszczególnych momentach udział energii wiatrowej może być niewielki, natomiast w innych znacznie większy. Jednocześnie hydro, geotermia, źródła cieplne i coraz częściej baterie reagują na aktualne warunki systemu (Transpower 2026d). Taki system wymaga bardziej dynamicznego zarządzania niż tradycyjny model oparty na kilku dużych elektrowniach pracujących w przewidywalny sposób. Energetyka wiatrowa może więc zwiększać bezpieczeństwo energetyczne Nowej Zelandii, ale jedynie pod warunkiem, że jej rozwój będzie częścią skoordynowanej polityki systemowej. Największą wartością wiatru nie jest zastępowanie wszystkich innych technologii, lecz zwiększanie różnorodności i ilości krajowej energii odnawialnej.

Analiza przeprowadzona w niniejszym rozdziale wskazuje, że relacja pomiędzy energetyką wiatrową a bezpieczeństwem energetycznym ma charakter wielowymiarowy. Rozwój nowych farm zwiększa podaż energii i dywersyfikuje krajowy miks, zmniejsza wykorzystanie części paliw kopalnych oraz może ograniczać presję na hydroenergetykę w okresach korzystnej produkcji wiatrowej. Największa korzyść wynika z komplementarności wiatru z pozostałymi zasobami. Hydro może zapewniać elastyczność i częściowo magazynować wartość energii poprzez zachowywanie wody w okresach dużej produkcji wiatrowej. Geotermia dostarcza względnie stabilnej generacji odnawialnej. Baterie mogą zapewniać krótkoterminowe bilansowanie i usługi

systemowe. Demand response może natomiast zmniejszać konieczność budowania dodatkowych zasobów wyłącznie do pokrywania krótkich szczytów. Szczególnego znaczenia nabiera przy tym problem dry-year.

Doświadczenia 2024 roku potwierdziły, że bardzo wysoki roczny udział OZE nie chroni automatycznie przed okresami napięcia. Niska dostępność wody i ograniczenia krajowej podaży gazu doprowadziły do zwiększenia wykorzystania węgla, podczas gdy już w końcówce 2025 roku korzystniejsze warunki pozwoliły osiągnąć rekordowy udział 96,4% odnawialnej energii elektrycznej w kwartale (MBIE 2025a; MBIE 2026b). Ta zmienność pokazuje, że transformacja nie może być oceniana wyłącznie poprzez coroczny procent OZE. Znacznie ważniejsza jest zdolność systemu do działania podczas najtrudniejszych godzin, dni i sezonów. Security of Supply Assessment 2026 wskazuje, że w najbliższym okresie sytuacja pozostaje bezpieczna, jeżeli zakontraktowane nowe inwestycje w generację i baterie zostaną ukończone zgodnie z harmonogramem. W dalszej części dekady ryzyko może jednak rosnąć wraz z wyższym popytem, spadkiem krajowej podaży gazu i możliwością opóźnienia nowych projektów (Transpower 2026a). Oznacza to, że dalszy rozwój energetyki wiatrowej nie jest jedynie elementem polityki klimatycznej. Jest również częścią strategii dotyczącej wystarczalności energii. Wiatr sam nie rozwiązuje problemu dry-year, ponieważ również jest zasobem zależnym od pogody. Dodatkowa energia wiatrowa zmniejsza jednak średnią presję na inne źródła oraz zwiększa możliwość zachowania zasobów hydro. W połączeniu z magazynami i elastycznością może więc znacząco zwiększać odporność systemu. Rozwój BESS będzie w tym modelu szczególnie ważny dla krótszych skal czasowych. Electricity Authority wskazuje, że baterie będą odgrywać rosnącą rolę w systemie z większym udziałem źródeł zmiennych oraz mogą poprawiać zarówno odporność, jak i bezpieczeństwo energetyczne (Electricity Authority 2025b). Nie mogą one jednak samodzielnie zastąpić zasobów długookresowych. System będzie potrzebował portfela rozwiązań o różnych charakterystykach. Równie ważna jest sieć. Modernizacja HVDC i planowane zwiększenie zdolności transferowej do około 1400 MW pokazują, że transformacja infrastruktury wytwórczej wymaga równoległej transformacji przesyłu. Inwestycja zatwierdzona w 2026 roku ma zwiększyć zarówno zdolności transferowe, jak i odporność kluczowego połączenia pomiędzy głównymi wyspami (Transpower 2026b; Transpower 2026c). Znaczenie tego rodzaju inwestycji będzie wzrastało w miarę rozwoju nowych farm wiatrowych i słonecznych. System musi być zdolny do przesyłania energii z obszarów, w których w danym momencie występuje nadwyżka, do regionów charakteryzujących się większym zapotrzebowaniem. Z punktu widzenia niezależności strategicznej szczególnie

ważne jest natomiast to, że wiatr jest krajowym zasobem. Rozbudowa farm pozwala przekształcać własny potencjał naturalny w energię elektryczną bez ciągłego importu paliwa. Jeżeli dodatkowa produkcja zostanie wykorzystana do elektryfikacji transportu i przemysłu, korzyść może wykraczać daleko poza sektor elektroenergetyczny. Stopniowe zastępowanie paliw kopalnych krajową energią elektryczną może zmniejszać ekspozycję całej gospodarki na światowe rynki surowców. Nie można przy tym pomijać nowych zależności technologicznych. Turbiny, baterie i elementy systemów elektroenergetycznych funkcjonują w globalnych łańcuchach dostaw. Transformacja zmniejsza więc jeden rodzaj zależności, ale nie eliminuje całkowicie problemu bezpieczeństwa dostaw.

W perspektywie strategicznej kluczowe będzie rozwijanie krajowych zdolności w zakresie projektowania, construction, O&M, infrastruktury sieciowej i magazynowania. Nie jest konieczne produkowanie każdego komponentu turbiny w Nowej Zelandii, aby zwiększać odporność sektora. Znaczenie ma przede wszystkim zdolność do utrzymania i naprawy aktywów oraz posiadanie odpowiedniego zapasu kompetencji i krytycznych części. Można zatem stwierdzić, że energetyka wiatrowa pełni w bezpieczeństwie energetycznym Nowej Zelandii przede wszystkim funkcję dywersyfikacyjną i transformacyjną. Nie jest źródłem zdolnym samodzielnie zagwarantować dostawy w każdych warunkach, lecz istotnie zwiększa ilość dostępnej krajowej energii i ogranicza zależność od hydroenergetyki oraz paliw kopalnych. Najbardziej racjonalny model nie zakłada zastąpienia hydroenergetyki wiatrem ani całkowitego wyeliminowania wszystkich źródeł dyspozycyjnych. Zakłada budowę systemu, w którym różne technologie realizują funkcje odpowiadające ich charakterystyce. Wiatr i słońce mogą zapewniać dużą ilość relatywnie taniej energii odnawialnej. Geotermia może dostarczać stabilniejszej produkcji. Hydro może pełnić rolę źródła energii oraz elastyczności. BESS mogą odpowiadać na szybkie zmiany i przesuwać energię pomiędzy godzinami. Demand response może dostosowywać część popytu do sytuacji systemowej. Tak skonstruowany system może być bardziej odporny niż układ silnie zależny od jednego zasobu. Wymaga jednak znacznie większej koordynacji, digitalizacji, prognozowania i inwestycji sieciowych. Nowa Zelandia znajduje się już na stosunkowo zaawansowanym etapie tego procesu. Rekordowe 96,4% odnawialnej produkcji w ostatnim kwartale 2025 roku pokazuje techniczną możliwość funkcjonowania systemu z niezwykle wysokim udziałem OZE przynajmniej w okresach sprzyjających warunków naturalnych (MBIE 2026b).

Kolejnym wyzwaniem nie jest więc samo osiąganie rekordów udziału odnawialnej produkcji. Jest nim zapewnienie, aby system był równie bezpieczny podczas niekorzystnych warunków hydro, słabego wiatru, wysokiego popytu oraz ograniczonej

podaży gazu. Dalszy rozwój energetyki wiatrowej może znacząco przybliżyć Nową Zelandię do tego celu, jeżeli będzie prowadzony równolegle z rozwojem sieci, magazynowania, demand response oraz innych zasobów elastycznych. W takiej perspektywie wiatr nie jest jedynie technologią ograniczającą emisje. Staje się jednym z podstawowych elementów nowej architektury bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Równocześnie dotychczasowa analiza wskazuje, że rola energetyki wiatrowej będzie się zmieniać wraz z dalszym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną. Do połowy XXI wieku elektryfikacja transportu, przemysłu i innych sektorów może znacząco zwiększyć wielkość krajowego rynku energii. MBIE przewiduje znaczący wzrost popytu do 2050 roku i zakłada, że znaczna część nowej odnawialnej produkcji będzie pochodziła właśnie z wiatru i energii słonecznej (MBIE 2026c). Oznacza to, że znaczenie sektora nie osiągnęło jeszcze punktu docelowego. Obecne około 1,2 GW lądowej mocy wiatrowej może być jedynie etapem większej przebudowy systemu, obejmującej nowe farmy lądowe, repowering istniejących instalacji, magazynowanie oraz w przyszłości również energetykę offshore. Ocena kierunków tego rozwoju, jego barier oraz możliwej pozycji energetyki wiatrowej w systemie Nowej Zelandii w perspektywie do 2050 roku stanowi przedmiot ostatniego rozdziału monografii.

Rozdział 7

Perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii do 2050 roku

7.1. Polityka energetyczna i klimatyczna a przyszłość energetyki wiatrowej

Perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii do 2050 roku są ściśle związane z szerszym procesem transformacji gospodarki, w którym energia elektryczna ma stopniowo przejmować część funkcji pełnionych obecnie przez paliwa kopalne. Dotyczy to przede wszystkim transportu, przemysłu, procesów cieplnych oraz części zastosowań komercyjnych i mieszkaniowych. Oznacza to, że dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii nie będzie wynikał wyłącznie z potrzeby zastępowania istniejących elektrowni cieplnych. Coraz większego znaczenia nabierze konieczność zapewnienia dodatkowej produkcji energii dla rosnącego zapotrzebowania wynikającego z elektryfikacji. Kierunek polityki państwa wyraźnie wskazuje na dalszą ekspansję odnawialnych źródeł. Government Policy Statement on Electricity z czerwca 2026 roku zakłada, że produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będzie musiała w przyszłości znacząco wzrosnąć i wskazuje na możliwość jej podwojenia w związku z realizacją długoterminowej transformacji oraz celu Net Zero 2050 (MBIE 2026a). Podobny kierunek widoczny jest w drugim planie redukcji emisji – New Zealand's Second Emissions Reduction Plan 2026–30. Dokument obowiązuje od 1 stycznia 2026 roku i stanowi podstawowy plan rządu dotyczący realizacji drugiego budżetu emisyjnego obejmującego lata 2026–2030. Jednym z pięciu filarów polityki klimatycznej jest zapewnienie obfitej i przystępnej cenowo czystej energii. Plan zakłada wykorzystanie technologii i inwestycji prywatnych w celu zwiększania podaży energii o niskiej emisyjności i dalszej dekarbonizacji gospodarki (Ministry for the Environment 2026a).

Energetyka wiatrowa wpisuje się w tę strategię w sposób szczególny. Nowa Zelandia dysponuje bardzo dobrym zasobem wiatrowym, a lądowa technologia wiatrowa jest już technologią dojrzałą, wykorzystywaną w kraju na dużą skalę. W konsekwencji zwiększenie produkcji z wiatru nie wymaga tworzenia całkowicie nowego sektora technologicznego. Rozwój może następować poprzez budowę kolejnych farm, rozbudowę istniejących obszarów oraz repowering starszych instalacji. Jednocześnie skala przyszłego zapotrzebowania powoduje, że obecny poziom produkcji będzie niewystarczający. Transpower od kilku lat wskazuje, że elektryfikacja transportu i procesów przemysłowych może doprowadzić do bardzo znacznego wzrostu zużycia energii elektrycznej do połowy wieku. W ramach programu Whakamana i Te Mauri Hiko operator szacował wzrost zapotrzebowania o około 68% do 2050 roku w scenariuszu przyspieszonej elektryfikacji. W październiku 2024 roku Transpower nadal wskazywał tę skalę jako reprezentatywną dla potencjalnej przyszłości systemu (Transpower 2024). W scenariuszach tych wzrost zużycia nie jest traktowany jako problem sam w sobie, lecz jako element dekarbonizacji. Jeżeli energia elektryczna o niskiej emisyjności zastępuje benzynę, olej napędowy, gaz lub węgiel, zwiększenie zużycia energii elektrycznej może prowadzić do zmniejszenia całkowitej emisji gospodarki. Warunkiem jest jednak zapewnienie odpowiednio szybkiej rozbudowy niskoemisyjnych źródeł wytwórczych. Znaczenie energii elektrycznej w całym bilansie energetycznym może więc znacząco wzrosnąć. W materiałach przygotowanych przez Transpower na potrzeby projektu Te Kanapu Future Grid Blueprint wskazywano, że do 2050 roku elektryczność może odpowiadać za około 58% całkowitego wykorzystania energii, wobec około jednej czwartej obecnie. Operator zakłada przy tym, że wiatr i fotowoltaika będą odgrywały zdecydowanie większą rolę niż w obecnym systemie (Transpower 2025a).

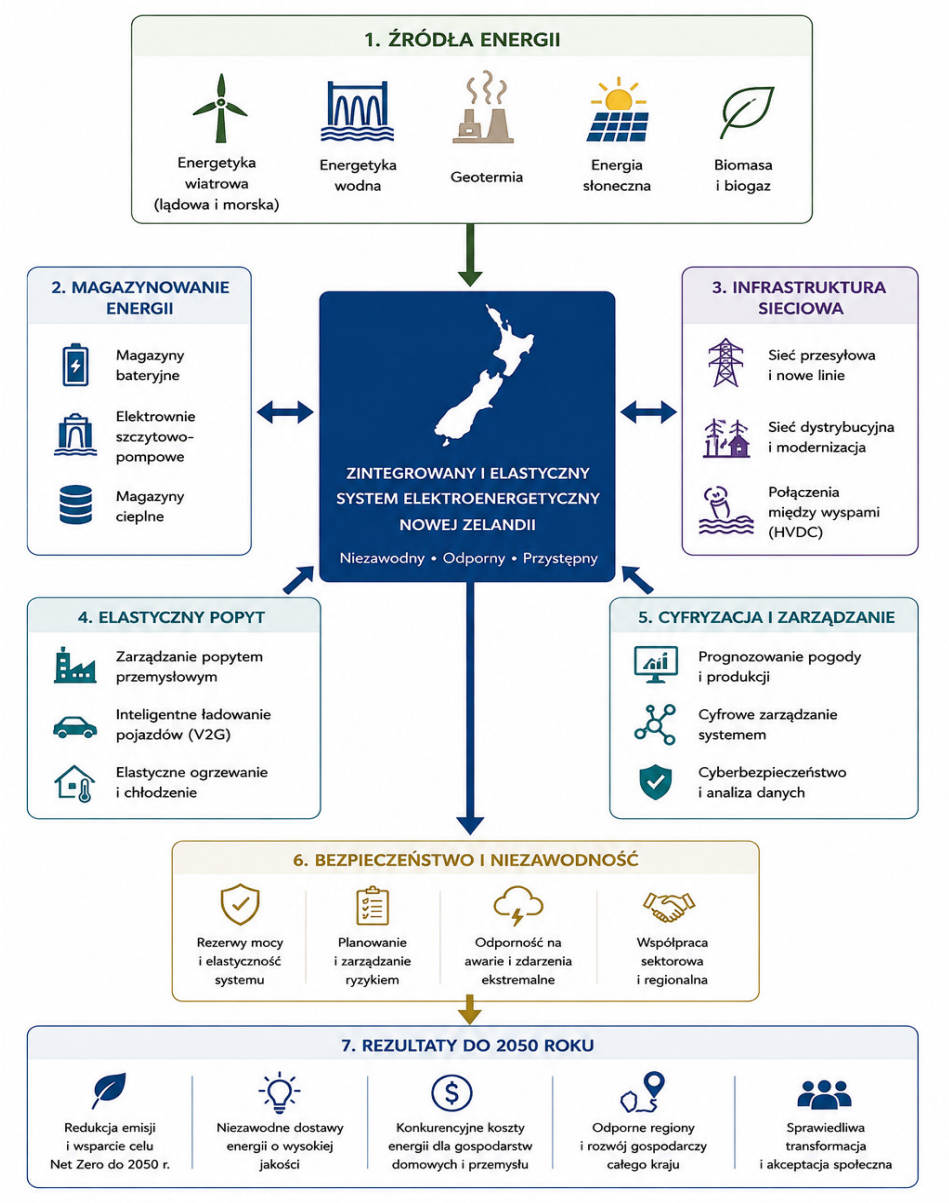
Wzrost zapotrzebowania nie będzie jednak równomierny. Elektryfikacja przemysłu może prowadzić do powstawania nowych dużych odbiorów w konkretnych regionach, podobnie jak rozwój centrów danych, produkcji paliw syntetycznych lub wodoru. Transport elektryczny będzie natomiast zwiększał popyt w sposób bardziej rozproszony. Lokalizacja nowych źródeł będzie musiała być coraz ściślej koordynowana z przestrzennym rozkładem przyszłego zapotrzebowania. Już obecnie obserwowany jest powrót wzrostu zużycia energii elektrycznej. W kwartale zakończonym w marcu 2026 roku popyt zwiększył się o 2,2% rok do roku. Wzrost odnotowano między innymi w sektorze przemysłowym, komercyjnym i mieszkaniowym (MBIE 2026b). Równocześnie system osiąga coraz wyższe udziały odnawialnej produkcji. W kwartale październik–grudzień 2025 roku źródła odnawialne odpowiadały za rekordowe 96,4% wytwarzanej energii elektrycznej, a w kwartale zakończonym

w marcu 2026 roku udział ten wyniósł 94,5% (MBIE 2026c; MBIE 2026d). Dane te pokazują, że osiąganie bardzo wysokiego udziału OZE jest technicznie możliwe. Nie oznacza to jednak, że system może funkcjonować przez cały rok bez odpowiednich źródeł bilansujących. Wysokie udziały z końca 2025 i początku 2026 roku występowały w warunkach korzystnej produkcji odnawialnej, natomiast historia 2024 roku pokazała, że niekorzystna hydrologia może prowadzić do znacznie większego wykorzystania źródeł cieplnych. Dlatego polityka rozwoju energetyki wiatrowej do 2050 roku powinna być rozpatrywana jako część szerszego modelu systemowego. Nie wystarczy maksymalizacja liczby zainstalowanych turbin. Równolegle muszą rozwijać się sieci przesyłowe i dystrybucyjne, magazynowanie energii, elastyczne zapotrzebowanie, prognozowanie produkcji i rozwiązania zapewniające bezpieczeństwo podczas okresów niskiej dostępności źródeł zależnych od warunków pogodowych. Przyszły system elektroenergetyczny Nowej Zelandii powinien zatem opierać się nie tylko na zwiększaniu mocy odnawialnych źródeł energii, lecz na ich integracji z infrastrukturą sieciową, magazynowaniem energii, elastycznym popytem oraz mechanizmami zapewniającymi bezpieczeństwo i stabilność pracy systemu. Model takiego systemu przedstawiono na rysunku 7.1.

Znaczenie energetyki wiatrowej jest w tym modelu jednak bardzo duże. Electricity Authority wskazywała w 2025 roku, że spośród potencjalnych nowych projektów znajdujących się w krajowym pipeline właśnie wiatr – po połączeniu projektów lądowych i morskich – reprezentował największą grupę pod względem potencjalnej mocy. Projekty onshore odpowiadały za około 21,5% potencjalnej nowej mocy, a offshore za kolejne 23,7% (Electricity Authority 2025a). Nie oznacza to, że wszystkie te projekty zostaną zrealizowane. Pipeline obejmuje inwestycje na bardzo różnych etapach rozwoju, od wstępnych koncepcji do przedsięwzięć posiadających bardziej zaawansowane przygotowanie. Jego struktura pokazuje jednak oczekiwania rynku dotyczące przyszłego znaczenia poszczególnych technologii.

W październiku 2025 roku baza Electricity Authority obejmowała 288 potencjalnych projektów o łącznej mocy około 44,3 GW. Jednocześnie tylko około 1380 MW posiadało status committed, co pokazuje ogromną różnicę pomiędzy potencjałem projektowym a inwestycjami, dla których podjęto final investment decision. W budowie znajdowało się około 1415 MW nowych źródeł, których uruchomienie oczekiwano w kolejnych 18–24 miesiącach (Electricity Authority 2025b). Wartość pipeline powinna być więc interpretowana ostrożnie. Nie jest prognozą mocy, która na pewno powstanie, lecz wskaźnikiem zainteresowania inwestorów. Jednocześnie jego wielkość sugeruje, że fizyczny potencjał źródeł odnawialnych nie jest obecnie podstawowym ograniczeniem transformacji. Większego znaczenia nabierają

Rysunek 7.1. Model przyszłego systemu elektroenergetycznego Nowej Zelandii



Źródło: Opracowanie własne.

dostępność sieci, ekonomika, proces consenting, finansowanie i zdolności wykonawcze. Do 2050 roku energetyka wiatrowa może zatem przejść z pozycji jednego z kilku ważnych odnawialnych źródeł do jednego z podstawowych filarów nowozelandzkiego

systemu elektroenergetycznego. Tempo tej zmiany będzie jednak zależeć od polityki państwa i zdolności sektora do przekształcania dużej liczby projektów koncepcyjnych w rzeczywiście działające farmy.

Tabela 7.1. Pipeline nowych projektów – udział potencjalnej mocy

Technologia	Udział potencjalnej nowej mocy [%]	Charakter
Onshore wind	21.5	zmienne
Offshore wind	23.7	zmienne
Pozostałe technologie	54.8	mieszane

Źródło: Electricity Authority, 2025. Łączny pipeline w październiku 2025: 288 projektów, 44,3 GW; committed: 1,38 GW.

7.2. Perspektywy rozwoju lądowej energetyki wiatrowej

Lądowa energetyka wiatrowa pozostanie w najbliższych latach najbardziej dojrzałą formą wykorzystania energii wiatru w Nowej Zelandii. Kraj dysponuje już znacznym doświadczeniem w zakresie developmentu, budowy, eksploatacji i przyłączania dużych farm, a istniejące projekty potwierdziły możliwość komercyjnego wykorzystania bardzo dobrego krajowego zasobu. Electricity Authority wskazuje, że w 2024 roku energia wiatrowa odpowiadała za 9,4% krajowej produkcji energii elektrycznej, a farmy wiatrowe stanowiły około 11% całkowitej zainstalowanej mocy wytwórczej. Jednocześnie operator rynku przewiduje dalszy wyraźny wzrost roli tej technologii (Electricity Authority 2025a). Istotnym argumentem przemawiającym za dalszą ekspansją onshore jest dostępność dużej liczby potencjalnych projektów. Według danych pipeline z 2025 roku lądowa energetyka wiatrowa odpowiadała za ponad jedną piątą potencjalnej mocy wszystkich nowych projektów analizowanych w procesie przyłączeniowym (Electricity Authority 2025a). W perspektywie najbliższej dekady rozwój sektora może odbywać się trzema podstawowymi drogami. Pierwszą jest budowa całkowicie nowych farm na obszarach dotychczas niewykorzystywanych. Drugą – rozbudowa istniejących kompleksów. Trzecią będzie repowering najstarszych farm poprzez zastępowanie większej liczby małych turbin mniejszą liczbą urządzeń o wielokrotnie większej mocy jednostkowej. Każdy z tych modeli posiada odmienne zalety. Projekty greenfield pozwalają wykorzystywać nowe zasoby geograficzne i zwiększać przestrzenne zróżnicowanie produkcji. Rozbudowa istniejących lokalizacji może korzystać z dostępnej infrastruktury, lokalnej wiedzy oraz istniejących przyłączy. Repowering pozwala natomiast wykorzystywać lokalizacje, których wartość wiatrowa została potwierdzona przez wiele lat eksploatacji.

Szczególnie interesujący może być właśnie repowering. Najstarsze farmy powstawały przy wykorzystaniu turbin o mocach znacząco niższych niż obecnie. Nowoczesne urządzenia przekraczające 4 MW mogą produkować znacznie więcej energii przy mniejszej liczbie wież. Z punktu widzenia wykorzystania terenu oznacza to możliwość zwiększenia mocy istniejącego obszaru bez proporcjonalnego zwiększania liczby turbin. Nie można jednak zakładać, że modernizacja istniejącej farmy jest procesem prostym. Nowe urządzenia są wyższe, mają większe wirniki i generują inne obciążenia. Istniejące fundamenty zazwyczaj nie mogą zostać automatycznie wykorzystane, a drogi i place montażowe mogą wymagać przebudowy. Zmiana parametrów turbin może również wymagać nowej analizy krajobrazowej, hałasowej i środowiskowej. Repowering może jednak posiadać istotną przewagę społeczną. Infrastruktura wiatrowa jest już obecna w krajobrazie, a lokalna społeczność ma doświadczenie związane z jej funkcjonowaniem. Nie eliminuje to potrzeby konsultacji, lecz może zmniejszać element niepewności charakterystyczny dla projektów realizowanych w całkowicie nowych lokalizacjach.

Drugim ważnym kierunkiem jest dalszy wzrost mocy jednostkowej. Ewolucja od turbin o mocy kilkuset kilowatów do urządzeń przekraczających 4 MW pokazuje, jak szybko zmienia się produktywność lokalizacji. Do 2050 roku można oczekiwać dalszego rozwoju technologii, choć tempo wzrostu rozmiarów lądowych turbin może być ograniczane przez logistykę. Nowa Zelandia jest pod tym względem szczególnie wymagającym rynkiem. Komponenty muszą być transportowane drogą morską, a następnie przewożone po krajowej sieci drogowej do lokalizacji znajdujących się często na terenach pagórkowatych lub górskich. Wzrost długości łopat zwiększa wymagania dotyczące promieni skrętów i szerokości tras. Może to prowadzić do sytuacji, w której technologicznie dostępna turbina będzie zbyt duża dla konkretnej trasy transportowej. W przyszłości wybór technologii może więc w coraz większym stopniu wynikać z kompromisu pomiędzy maksymalną wydajnością aerodynamiczną a możliwością fizycznego dostarczenia urządzenia. Rozwój onshore będzie również silnie uzależniony od sieci. Większość istniejącej mocy wiatrowej znajduje się na Wyspie Północnej, a potencjalne nowe projekty koncentrują się w określonych obszarach posiadających dobry zasób wiatrowy. Electricity Authority zwraca uwagę, że wzrost mocy będzie zwiększał znaczenie zmienności generacji i wymagał odpowiedniego zarządzania systemem (Electricity Authority 2025a). Dane operacyjne pokazują, że zmienność może być bardzo duża. Electricity Authority wskazywała, że średnia dobowa produkcja wiatrowa zmienia się przeciętnie o około 14% całkowitej mocy pomiędzy kolejnymi dniami, jednak w skrajnych przypadkach obserwowano zmianę sięgającą 58% mocy z jednego dnia na kolejny. Największa odnotowana

w ostatnich latach zmiana półgodzinowa wyniosła około 35% całkowitej mocy wiatrowej (Electricity Authority 2025a). Wraz ze wzrostem liczby farm w różnych regionach względna zmienność całego portfela może częściowo maleć. Electricity Authority wskazuje, że geograficzna dywersyfikacja już przyczynia się do ograniczania części wahań, ponieważ słabszy wiatr w jednym regionie może występować równocześnie z lepszymi warunkami w innym. Jednocześnie niewielki rozmiar kraju powoduje, że efekt ten ma naturalne granice (Electricity Authority 2025a).

Z perspektywy rynku wzrost generacji wiatrowej będzie również oddziaływać na ceny. Wiatr nie posiada kosztu paliwa, dlatego generacja jest zwykle oferowana na rynku hurtowym przy niskiej cenie. Electricity Authority wykazuje wyraźną tendencję do spadku cen spot w okresach dużej produkcji wiatrowej, choć relacja ta może zostać osłabiona przez inne warunki systemowe, takie jak niski poziom hydro (Electricity Authority 2025a). Długoterminowo może to prowadzić do tzw. cannibalisation effect, czyli spadku wartości rynkowej energii produkowanej przez źródła o podobnym profilu. Im więcej farm wiatrowych pracuje w tym samym czasie, tym większa podaż i tym niższa może być cena uzyskiwana przez kolejną jednostkę energii. Nie oznacza to braku opłacalności sektora, lecz zwiększa znaczenie magazynowania, dywersyfikacji lokalizacji i kontraktów długoterminowych. W przyszłości projekty mogą być coraz częściej rozwijane w połączeniu z BESS albo z odbiorcami zdolnymi zwiększać zużycie w okresach wysokiej produkcji. Rozwój lądowej energetyki wiatrowej będzie także zależeć od długości procesu developmentu. Electricity Authority wskazywała w grudniu 2025 roku, że projekty znajdujące się wówczas w budowie trafiały do kolejki przyłączeniowej przeciętnie około trzy i pół roku wcześniej, a średni okres od wejścia do kolejki do ukończenia projektu wynosił około czterech i pół roku (Electricity Authority 2025b). Oznacza to, że infrastruktura potrzebna w latach trzydziestych musi być przygotowywana już obecnie. Jeżeli znaczny wzrost zapotrzebowania pojawi się przed uruchomieniem nowych projektów, może wystąpić okres presji na bezpieczeństwo dostaw oraz ceny. W perspektywie do 2050 roku lądowa energetyka wiatrowa prawdopodobnie pozostanie podstawowym źródłem przyrostu mocy wiatrowej. Jej przewaga nad offshore wynika przede wszystkim z istniejących doświadczeń, niższej złożoności inwestycyjnej oraz braku konieczności budowania całkowicie nowego łańcucha instalacyjnego na morzu. Nie oznacza to jednak nieograniczonego potencjału. Wraz z wykorzystaniem najlepszych lokalizacji zwiększać się może koszt przyłączenia kolejnych obszarów, konflikt z wartościami krajobrazowymi i środowiskowymi oraz znaczenie akceptacji społecznej. Do połowy wieku dalszy wzrost sektora będzie więc w coraz większym stopniu zależał od jakości wyboru lokalizacji, a nie jedynie od dostępności wiatru.

Tabela 7.2. Potencjalne bariery rozwoju do 2050 r.

Bariera	Znaczenie	Możliwe działanie
Sieć	wysokie	wyprzedzające inwestycje i Te Kanapu
Consenting	wysokie	przewidywalne procedury i wczesne konsultacje
Łańcuch dostaw	średnie–wysokie	planowanie portów i logistyki
Kompetencje	wysokie	szkolenia i rozwój workforce
Akceptacja społeczna	wysokie	community engagement i benefit sharing
Zmienność / cannibalisation	rosnące	BESS, PPA, demand response
Offshore CAPEX	wysokie	etapowanie i konkurencyjne permit regime

Źródło: Opracowanie własne.

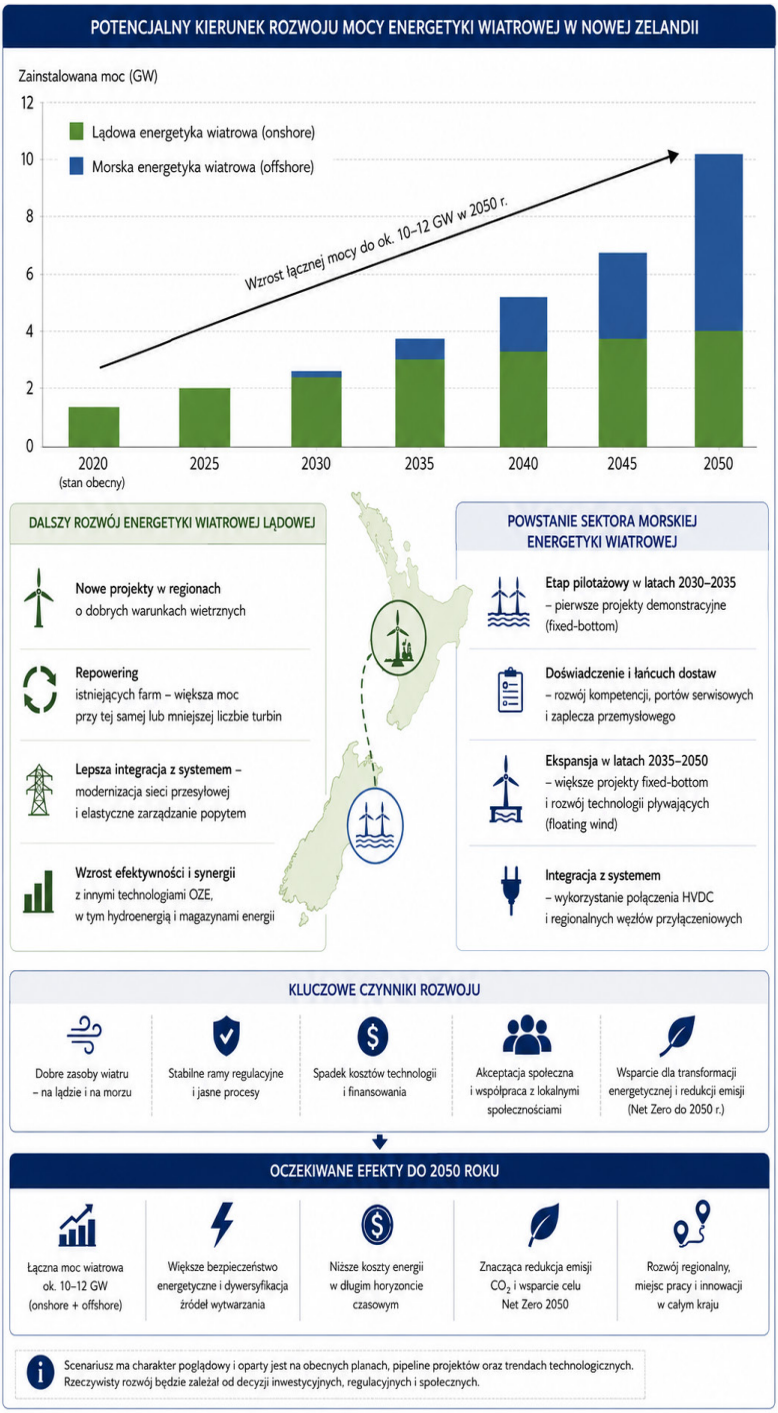
7.3. Potencjał i perspektywy morskiej energetyki wiatrowej

Największą potencjalną zmianą strukturalną w nowozelandzkiej energetyce wiatrowej do 2050 roku może być powstanie sektora offshore wind. Dotychczas całość krajowej generacji wiatrowej pochodziła z farm lądowych, jednak Nowa Zelandia posiada bardzo duży obszar morski oraz korzystne warunki wiatrowe, które powodują zainteresowanie inwestorów projektami offshore. MBIE wskazuje, że Nowa Zelandia posiada bardzo dobre warunki dla energetyki morskiej ze względu na wysokie średnie prędkości wiatru oraz rozległą wyłączną strefę ekonomiczną. Offshore wind jest obecnie najważniejszą technologią rozważaną w ramach szerszej kategorii offshore renewable energy (MBIE 2026e). Podstawowym przełomem regulacyjnym było przyjęcie Offshore Renewable Energy Act 2026. Ustawa weszła w życie w lipcu 2026 roku i ustanowiła pierwsze kompleksowe ramy prawne dla rozwoju morskiej energetyki odnawialnej w Nowej Zelandii (MBIE 2026f). System opiera się na dwóch podstawowych typach pozwoleń. Feasibility permit ma zapewniać inwestorowi większą pewność dotyczącą możliwości prowadzenia badań i przygotowania projektu w określonym obszarze. Commercial permit będzie natomiast związany z właściwą realizacją i eksploatacją przedsięwzięcia. Regulacja pozostaje powiązana z innymi obowiązkami środowiskowymi i nie zastępuje automatycznie wymaganych resource lub marine consents (MBIE 2026g; Offshore Renewable Energy Act 2026). Istotnym elementem nowego systemu są także wymogi dotyczące decommissioningu. Ustawa tworzy mechanizmy mające zapewnić, że operator będzie odpowiedzialny za właściwe usunięcie lub zagospodarowanie infrastruktury po zakończeniu eksploatacji. Jest to szczególnie istotne w przypadku projektów offshore, ponieważ demontaż konstrukcji znajdujących się na morzu może być bardzo kosztowny. Powstanie

ram regulacyjnych nie oznacza jednak, że duże morskie farmy zostaną natychmiast wybudowane. Okres pomiędzy rozpoczęciem badań a commercial operation może wynosić wiele lat. Konieczne są między innymi badania dna, zasobów wiatrowych i środowiska morskiego, projekt infrastruktury przyłączeniowej, negocjacje dotyczące portów oraz zapewnienie finansowania. Najważniejszą potencjalną przewagą offshore jest skala. Projekty lądowe w Nowej Zelandii mają obecnie zazwyczaj moc liczonych w dziesiątkach lub setkach megawatów. Morskie farmy mogą w przyszłości osiągać skalę liczoną w setkach megawatów lub nawet gigawatach. Taki projekt może zasadniczo zmienić regionalny bilans elektroenergetyczny. W perspektywie do 2050 roku rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii może zatem przebiegać dwutorowo, poprzez dalszą ekspansję i repowering farm lądowych oraz stopniowe tworzenie sektora morskiej energetyki wiatrowej. Potencjalny kierunek tej ewolucji przedstawiono na rysunku 7.3.

Wielkość potencjalnego zainteresowania jest już widoczna w pipeline. Electricity Authority wskazywała w sierpniu 2025 roku, że potencjalne projekty offshore odpowiadały za około 23,7% całkowitej mocy wszystkich przedsięwzięć znajdujących się w bazie przyszłej generacji. Był to udział większy niż sam onshore wind (Electricity Authority 2025a). Trzeba jednak zdecydowanie odróżniać potencjalną moc pipeline od prawdopodobnej mocy zrealizowanej. Projekty offshore są kapitałochłonne, technicznie wymagające i na nowozelandzkim rynku nie posiadają jeszcze historii komercyjnej realizacji. Część przedsięwzięć może zostać zmniejszona, połączona, odłożona lub całkowicie porzucona. Podstawowym wyborem technologicznym będzie rozróżnienie pomiędzy fixed-bottom offshore wind a floating offshore wind. Pierwszy model wykorzystuje fundament przytwierdzony do dna i jest obecnie dominującą technologią na wielu dojrzałych rynkach europejskich. Jego zastosowanie jest jednak ograniczone przez głębokość wody i geologię dna. Floating wind pozwala instalować turbiny na pływających platformach utrzymywanych przez system kotwiczenia. Rozwiązanie to może mieć większe znaczenie w regionach, w których głębokie wody znajdują się stosunkowo blisko brzegu. Jest jednak obecnie bardziej kosztowne i mniej dojrzałe komercyjnie niż standardowe konstrukcje fixed-bottom. W warunkach Nowej Zelandii floating wind może w dłuższej perspektywie odegrać znaczącą rolę właśnie ze względu na charakter batymetrii części wybrzeża. Nie oznacza to jednak, że będzie technologią pierwszej fazy rozwoju sektora. Projekty będą prawdopodobnie wybierać rozwiązania odpowiadające ekonomice i warunkom konkretnego obszaru.

Rysunek 7.3. Potencjalny kierunek rozwoju lądowej i morskiej energetyki wiatrowej do 2050 roku



Źródło: Opracowanie własne – scenariusz jakościowy.

Jednym z największych wyzwań offshore będzie infrastruktura portowa. Port wykorzystywany do budowy farmy musi posiadać odpowiednią głębokość, place składowe, zdolność przenoszenia bardzo dużych obciążeń i możliwość obsługi elementów o znacznych wymiarach. W przypadku floating wind wymagania mogą być inne niż dla konstrukcji fixed-bottom, ponieważ część montażu może odbywać się w porcie. Jeżeli Nowa Zelandia chce zbudować duży sektor offshore, modernizacja portów może wymagać inwestycji poprzedzających same farmy. Powstaje przy tym problem ekonomiczny charakterystyczny dla nowych rynków: pojedynczy projekt może nie uzasadniać bardzo dużych wydatków portowych, natomiast kilka projektów może wymagać infrastruktury jeszcze zanim inwestorzy podejmą ostateczne decyzje.

Drugim ograniczeniem jest dostępność statków. Globalny rynek specjalistycznych jednostek instalacyjnych jest ograniczony, a rosnące rozmiary turbin offshore wymagają coraz większych statków. Oddalenie Nowej Zelandii od europejskich i azjatyckich centrów offshore może zwiększać koszty mobilizacji. Floating wind może częściowo zmienić ten model, ponieważ turbiny mogą być montowane w porcie i holowane do lokalizacji. Nadal jednak wymagane są specjalistyczne jednostki do prac kotwiczących, kablowych, serwisowych i ciężkich operacji morskich.

Kolejnym problemem jest sieć. Farma o mocy 500 MW lub 1 GW nie może zostać przyłączona w dowolnym punkcie istniejącego systemu bez wcześniejszej analizy przepustowości. W zależności od lokalizacji wymagane mogą być nowe linie przesyłowe, stacje oraz wzmocnienia krajowego grid. Właśnie dlatego Transpower rozpoczął projekt Te Kanapu Future Grid Blueprint, którego celem jest określenie, jak powinna wyglądać krajowa sieć w 2050 roku. Operator wskazuje, że zwykle planuje w horyzoncie 10–15 lat, ale skala przyszłej transformacji wymaga obecnie myślenia w perspektywie około 25 lat i identyfikowania inwestycji, które będą potrzebne w większości scenariuszy (Transpower 2025a). Offshore wind może być jednym z czynników, które zasadniczo zmienią lokalizację dużych źródeł. Historyczne przepływy w systemie były kształtowane przez hydroenergetykę Wyspy Południowej i duże źródła Wyspy Północnej. Pojawienie się gigawatowej farmy u wybrzeża określonego regionu wymagałoby zupełnie nowej struktury przesyłowej. Jednocześnie skala offshore może stwarzać nowe możliwości przemysłowe. Duży projekt może uzasadniać rozwój lokalnego zaplecza portowego, usług inżynieryjnych, szkoleniowych, serwisowych oraz części produkcji komponentów. Szczególnie interesujące mogą być elementy o wysokim koszcie transportu, takie jak fundamenty, konstrukcje stalowe lub komponenty infrastruktury elektrycznej. Nie należy jednak zakładać powstania pełnego krajowego łańcucha produkcji turbin. Rynek Nowej Zelandii jest relatywnie niewielki w porównaniu z Europą, Chinami czy Stanami Zjednoczonymi. Bardziej

realne może być rozwijanie wybranych kompetencji, które mogą obsługiwać zarówno rynek krajowy, jak i potencjalnie projekty regionalne. Offshore może również generować silniejsze konflikty przestrzenne niż energetyka lądowa. Obszary morskie są wykorzystywane przez żeglugę, rybołówstwo, rekreację, działalność obronną oraz posiadają znaczenie dla iwi i hapū. Dodatkowo konieczna jest ochrona ssaków morskich, ptaków, dna morskiego i innych elementów ekosystemu. Offshore Renewable Energy Act 2026 tworzy mechanizmy ograniczania konfliktów między wykorzystaniem obszarów morskich dla energetyki odnawialnej i innych celów, w tym możliwość ustanawiania wyznaczonych obszarów oraz powiązanie z systemem zezwoleń dla innych rodzajów działalności (Offshore Renewable Energy Act 2026). W perspektywie do 2050 roku najbardziej prawdopodobne wydaje się stopniowe wejście offshore do systemu, a nie natychmiastowe zastąpienie nim lądowych farm. Pierwszy komercyjny projekt będzie miał znaczenie demonstracyjne i infrastrukturalne podobne do tego, jakie pierwsze farmy lądowe miały dla rozwoju onshore trzy dekady wcześniej. Jeżeli doświadczenia okażą się pozytywne, kolejne projekty mogą korzystać z infrastruktury i kompetencji powstałych podczas pierwszej fazy. W przeciwnym przypadku wysokie koszty mogą spowodować, że onshore, solar i geotermia pozostaną przez dłuższy okres ekonomicznie bardziej atrakcyjne. Offshore wind powinien więc być postrzegany jako strategiczna opcja zwiększająca długoterminową różnorodność systemu, a nie jako pewny rezultat transformacji. Jego rzeczywista rola będzie zależeć przede wszystkim od kosztu technologii, popytu, możliwości sieciowych oraz skuteczności nowego systemu regulacyjnego.

Tabela 7.3. Scenariusze rozwoju do 2050 r.

Scenariusz	Popyt	Onshore	Offshore	Sieć i elastyczność
Umiarkowany wzrost	umiarkowany	główne źródło nowych MW	pilotaż / ograniczona skala	stopniowa rozbudowa
Przyspieszona elektryfikacja	wysoki	szybki rozwój + repowering	pierwsze duże projekty	znaczne wzmocnienia + BESS
Głęboka transformacja	bardzo wysoki	pełne wykorzystanie ekonomicznych lokalizacji	ważny filar systemu	duża rozbudowa grid + elastyczny popyt

Źródło: Opracowanie własne na podstawie scenariuszy jakościowych opisanych w rozdziale 7.

7.4. Bariery i wyzwania dalszego rozwoju sektora

Duży potencjał energetyki wiatrowej nie oznacza, że jego wykorzystanie będzie następowało automatycznie. Przeciwnie, im większą część systemu ma stanowić

energia wiatrowa, tym bardziej zmienia się charakter barier stojących przed sektorem. W początkowej fazie podstawowym pytaniem była techniczna możliwość efektywnego wykorzystania zasobu. Obecnie technologia jest dojrzała, a doświadczenia krajowe potwierdzają możliwość budowy dużych farm. Coraz większego znaczenia nabierają więc bariery sieciowe, regulacyjne, finansowe, społeczne i związane z zasobami wykonawczymi. Pierwszą barierą jest czas realizacji inwestycji. Electricity Authority wskazywała, że projekty będące w budowie pod koniec 2025 roku spędziły średnio około trzech i pół roku w kolejce przyłączeniowej przed rozpoczęciem realizacji, a całkowity okres od wejścia do procesu do ukończenia wynosił około czterech i pół roku (Electricity Authority 2025b). W przypadku bardziej złożonych projektów czas może być jeszcze dłuższy. Jest to szczególnie problematyczne w sytuacji szybko rosnącego popytu. System potrzebuje nowych źródeł przed wystąpieniem niedoboru, lecz inwestorzy muszą podejmować decyzje na wiele lat przed momentem, w którym faktyczna wartość dodatkowej produkcji staje się oczywista.

Drugim ograniczeniem jest sieć. Transpower pracuje nad Te Kanapu właśnie dlatego, że infrastruktura potrzebna w 2050 roku wymaga planowania znacznie wcześniej. Operator zamierza identyfikować również „low-regrets" investments, czyli inwestycje, które są uzasadnione w wielu potencjalnych scenariuszach przyszłości (Transpower 2025a). Problem polega na asymetrii czasowej. Farma wiatrowa może zostać zaprojektowana i wybudowana szybciej niż duża nowa linia przesyłowa. Jeśli rozwój sieci rozpocznie się dopiero po podjęciu final investment decision przez kilku producentów, może powstać wieloletnie opóźnienie. Z kolei zbyt wczesna budowa infrastruktury przesyłowej wiąże się z ryzykiem stranded assets, jeżeli oczekiwane źródła nie zostaną zrealizowane. Planowanie musi więc równoważyć ryzyko nadmiernych nakładów z ryzykiem opóźniania transformacji.

Trzecią barierą jest ekonomika źródeł zmiennych przy ich rosnącym udziale. Wysoka produkcja wiatrowa obniża ceny hurtowe. Electricity Authority potwierdza istnienie wyraźnego związku pomiędzy wysoką generacją wiatrową a niższymi cenami spot (Electricity Authority 2025a). Z punktu widzenia odbiorców jest to korzystne. Z punktu widzenia inwestorów może natomiast prowadzić do zmniejszenia przychodów dokładnie w okresach, gdy ich farmy produkują najwięcej. Wraz z dalszym wzrostem mocy inwestorzy mogą więc potrzebować bardziej złożonych modeli kontraktowych oraz możliwości magazynowania energii. BESS może częściowo ograniczać to zjawisko, ale wymaga dodatkowego CAPEX. Również sama bateria podlega zasadom ekonomiki i może stać się mniej rentowna, jeżeli podobne strategie arbitrażowe będzie stosować bardzo duża liczba uczestników.

Kolejnym wyzwaniem jest zmienność. Electricity Authority podaje przykłady bardzo dużych zmian produkcji wiatrowej pomiędzy kolejnymi dniami oraz półgodzinami. Wzrost mocy zwiększa nominalną skalę takich wahań, nawet jeżeli większa dywersyfikacja geograficzna ogranicza je procentowo (Electricity Authority 2025a). System musi więc inwestować w zasoby elastyczne równolegle ze źródłami. W przeciwnym przypadku zwiększanie mocy wiatrowej może prowadzić do sytuacji, w której występują duże nadwyżki w jednych okresach i potrzeba źródeł rezerwowych w innych.

Piątym ograniczeniem pozostaje dry-year risk. Energetyka wiatrowa zmniejsza zależność od hydro, ale sama jest zależna od pogody. Jeżeli okres słabego wiatru wystąpi równolegle z niskimi zasobami wodnymi, sam wzrost mocy wiatrowej nie rozwiązuje problemu bezpieczeństwa. Dlatego rząd w 2026 roku prowadził prace nad wzmocnieniem regulacyjnego podejścia do dry-year. MBIE wskazywało, że rynek skutecznie dostarcza nowe źródła odnawialne, lecz nie zapewnia w wystarczającym stopniu długoterminowej niezawodnej energii potrzebnej w trudnych warunkach hydrologicznych (MBIE 2026h).

Kolejną barierą są procedury administracyjne i społeczne. Przyspieszenie consenting może ograniczyć czas realizacji projektów, jednak nie usuwa konfliktów środowiskowych i lokalizacyjnych. Jak pokazano w rozdziale czwartym, nie każdy projekt otrzymuje zgodę nawet w procedurach fast-track. Przy dalszym wzroście sektora problem ten może się zwiększać. Najbardziej oczywiste lokalizacje będą stopniowo zagospodarowywane, a nowe farmy mogą być proponowane bliżej obszarów o szczególnej wartości krajobrazowej lub przyrodniczej.

Istotnym ograniczeniem będą również zasoby ludzkie. Rozwój tysięcy megawatów nowych źródeł wymaga inżynierów, techników, elektryków, specjalistów sieciowych, projektantów, personelu HSE, operatorów ciężkiego sprzętu i pracowników serwisowych. Już wcześniejsze analizy Transpower wskazywały na ryzyko niedoboru odpowiednio wykwalifikowanych pracowników przy dużej skali elektryfikacji. W scenariuszach do 2050 roku operator zwracał uwagę, że transformacja wymaga dużej liczby nowych połączeń i inwestycji sieciowych, co oznacza konkurencję o te same kompetencje pomiędzy generacją, przesyłem i dystrybucją (Transpower 2020). W offshore problem kompetencyjny będzie jeszcze większy. Rynek wymaga doświadczenia morskiego, portowego, geotechnicznego i kablowego, którego skala w krajowym sektorze wiatrowym jest obecnie ograniczona.

Łańcuch dostaw pozostaje kolejnym ryzykiem. Nowa Zelandia leży daleko od największych centrów produkcji turbin. Globalny wzrost zapotrzebowania na urządzenia może wpływać na ceny, dostępność i terminy dostaw. W dużych projektach

koszty transportu morskiego i mobilizacji specjalistycznych urządzeń mogą stanowić znaczącą część budżetu. Problemy globalnego łańcucha dostaw mogą więc wpływać na harmonogram krajowej transformacji, mimo że sam zasób wiatru jest lokalny. W perspektywie do 2050 roku dodatkowym czynnikiem będzie odporność na zmiany klimatu. System elektroenergetyczny powinien nie tylko ograniczać emisje, ale również być przygotowany na ekstremalne zjawiska pogodowe. Silne burze, powodzie, osuwiska i inne zdarzenia mogą wpływać na drogi, linie przesyłowe oraz dostęp do farm. Transpower przy opracowywaniu przyszłego modelu sieci wskazuje na potrzebę uwzględnienia niezawodności i odporności jako podstawowych cech infrastruktury przyszłości (Transpower 2025a). Najważniejszym wyzwaniem nie jest więc brak technologii, lecz koordynacja wielu elementów transformacji. Nowe farmy, sieci, magazyny, porty i systemy sterowania muszą powstawać w odpowiedniej kolejności.

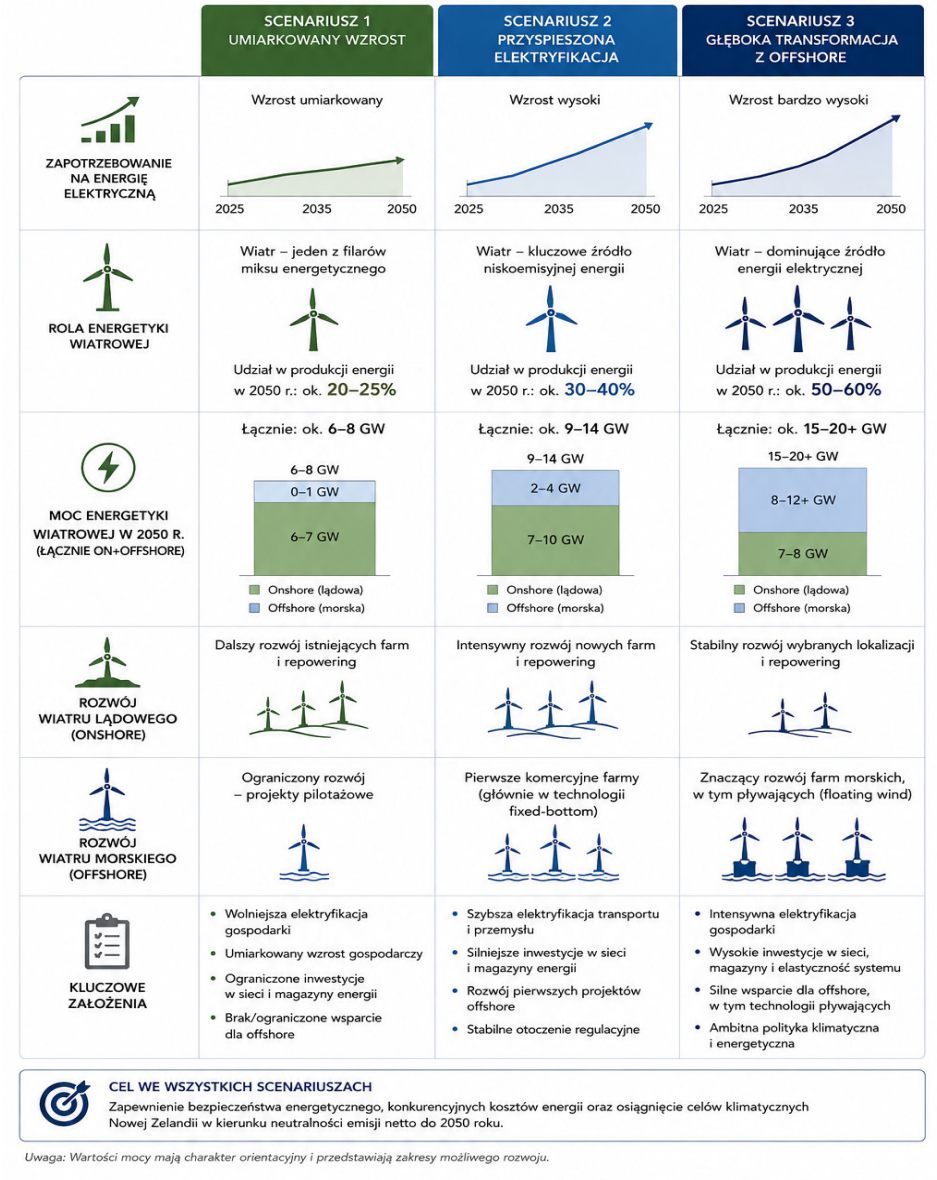
7.5. Scenariusze rozwoju energetyki wiatrowej do 2050 roku

Prognozowanie struktury systemu elektroenergetycznego w perspektywie prawie ćwierćwiecza obarczone jest dużą niepewnością. Zmienić mogą się ceny technologii, regulacje, tempo elektryfikacji, rozwój przemysłu, struktura demograficzna oraz modele konsumpcji. Dlatego bardziej właściwe jest tworzenie scenariuszy niż jednej pozornie precyzyjnej prognozy. Transpower przyjął podobne podejście przy rozwijaniu projektu Te Kanapu Future Grid Blueprint. Operator podkreśla, że planowanie do 2050 roku wykracza znacząco poza standardowy horyzont 10–15 lat i dlatego wymaga analizy kilku możliwych przyszłości, a następnie identyfikacji infrastruktury potrzebnej w większości z nich (Transpower 2025a). Na potrzeby oceny energetyki wiatrowej można wyróżnić trzy ogólne scenariusze: umiarkowanego wzrostu, przyspieszonej elektryfikacji oraz głębokiej transformacji obejmującej rozwój offshore. Trzy warianty możliwej ścieżki rozwoju sektora, różniące się tempem wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, skalą rozwoju lądowej energetyki wiatrowej oraz znaczeniem przyszłego sektora offshore, przedstawiono na rysunku 7.5.

W scenariuszu pierwszym zapotrzebowanie na energię elektryczną rośnie umiarkowanie, a elektryfikacja transportu i przemysłu przebiega wolniej niż w najbardziej ambitnych prognozach. Nowe zapotrzebowanie jest pokrywane kombinacją lądowego wiatru, fotowoltaiki, geotermii i ograniczonej liczby innych źródeł. W takim modelu onshore wind pozostaje główną technologią wiatrową. Rozwijane są projekty już znajdujące się w pipeline oraz repowering starszych farm. Offshore pozostaje na etapie pojedynczych projektów lub nie osiąga znaczącego udziału przed 2050 rokiem

ze względu na wyższe koszty. Scenariusz ten jest relatywnie łatwiejszy pod względem inwestycji sieciowych, lecz może oznaczać wolniejszą dekarbonizację końcowego zużycia energii. Jeżeli transport i przemysł nadal w dużej mierze korzystają z paliw kopalnych, niższy popyt na energię elektryczną nie jest automatycznie korzystny z perspektywy polityki klimatycznej.

Rysunek 7.5. Scenariusze rozwoju energetyki wiatrowej do 2050 roku



Źródło: Opracowanie własne; indeks scenariuszowy, nie prognoza mocy.

Drugi scenariusz odpowiada założeniu przyspieszonej elektryfikacji. Jest zbliżony do kierunku analizowanego przez Transpower w Whakamana i Te Mauri Hiko, gdzie wzrost zapotrzebowania do 2050 roku oceniano na około 68% (Transpower 2024). W tym wariancie elektryczność przejmuje znaczną część energii wykorzystywanej obecnie w transporcie i procesach cieplnych. Liczba pojazdów elektrycznych rośnie, przemysł zastępuje część paliw kopalnych technologiami elektrycznymi,

Trzeci scenariusz można określić jako głęboką transformację lub renewable expansion. Wariant zakłada bardzo wysoki wzrost popytu, rozwój nowych energochłonnych sektorów oraz wykorzystanie taniej odnawialnej energii jako elementu przewagi gospodarczej. W takim modelu energia elektryczna może być wykorzystywana nie tylko do krajowej dekarbonizacji, ale również do produkcji towarów i paliw przeznaczonych na eksport. Transpower już w ramach Te Kanapu zwraca uwagę na możliwość pojawienia się nowych odbiorów takich jak centra danych, sustainable fuels i inne technologie, które mogą znacząco zmienić popyt (Transpower 2025a). W tym wariancie offshore wind staje się pełnoprawnym filarem systemu. Powstaje kilka projektów wielkoskalowych, co uzasadnia modernizację portów, rozwój krajowych usług offshore oraz budowę nowych korytarzy przesyłowych. Rozwój nie oznacza jednak prostego dążenia do 100% energii wiatrowej lub nawet 100% pojedynczego zestawu źródeł zależnych od pogody. System nadal potrzebuje hydro, geotermii, magazynów i innych zasobów zapewniających elastyczność. Kluczową cechą trzeciego scenariusza jest również duża skala demand-side flexibility. Ładowanie pojazdów, produkcja wodoru, procesy przemysłowe i magazyny reagują na dostępność energii. Popyt nie jest już traktowany jako całkowicie sztywny. W scenariuszu tym możliwe są okresy bardzo dużych nadwyżek produkcji wiatrowej i słonecznej. Ceny hurtowe mogą wtedy spadać do bardzo niskich poziomów, co tworzy zachętę do uruchamiania elastycznych odbiorów. Rynek staje się mechanizmem synchronizującym produkcję i konsumpcję.

Niezależnie od scenariusza najbardziej prawdopodobny wydaje się znaczny wzrost roli wiatru. Wskazuje na to zarówno obecny pipeline, jak i polityka państwa. W 2025 roku projekty onshore i offshore odpowiadały łącznie za około 45% potencjalnej mocy znajdującej się w bazie przyszłych projektów Electricity Authority (Electricity Authority 2025a). Jednocześnie należy podkreślić ogromną różnicę pomiędzy 44,3 GW całkowitego pipeline a około 1,38 GW projektów posiadających status committed według stanu z października 2025 roku. Wiele przedsięwzięć nigdy nie osiągnie fazy budowy (Electricity Authority 2025b). Dlatego przyszłości sektora nie powinno się mierzyć liczbą ogłoszonych projektów. Kluczowym wskaźnikiem będzie stopień konwersji pipeline na final investment decisions, rozpoczęte budowy

i rzeczywistą produkcję. W perspektywie 2030 roku najbardziej realny jest dalszy wzrost onshore wind, kontynuacja rozbudowy BESS i fotowoltaiki oraz przygotowanie pierwszej fazy systemu offshore. Lata trzydzieste mogą natomiast przynieść pierwsze duże projekty morskie, jeżeli nowy system zezwoleń okaże się skuteczny i ekonomika technologii będzie konkurencyjna.

W latach czterdziestych struktura sektora będzie już w dużej mierze zależeć od skali elektryfikacji osiągniętej w poprzednich dwóch dekadach. Jeżeli popyt wzrośnie zgodnie z wysokimi scenariuszami, możliwość dalszego polegania wyłącznie na projektach lądowych może się zmniejszyć. Istotne znaczenie będzie mieć również rozwój technologii. Turbiny lądowe mogą zwiększać produktywność, ale rozwój ich rozmiaru ogranicza infrastruktura transportowa. Offshore posiada znacznie większą możliwość dalszego zwiększania mocy jednostkowej, ponieważ transport komponentów odbywa się przede wszystkim drogą morską. Floating wind może również umożliwić wykorzystanie obszarów poza zasięgiem standardowych fundamentów. Jeżeli technologia ta osiągnie znaczący spadek kosztów, może istotnie zwiększyć nowozelandzki potencjał offshore. Niepewność technologiczna działa przy tym w obie strony. Równie szybki rozwój baterii, fotowoltaiki, geotermii lub nowych technologii może zmniejszyć potrzebę budowania najdroższych projektów wiatrowych. Scenariusz przyszłości powinien więc pozostawać technologicznie otwarty.

Z punktu widzenia polityki państwa najważniejsze jest stworzenie warunków, w których rynek może wybierać efektywne technologie bez powstawania sztucznych barier, a jednocześnie system otrzymuje wystarczającą ilość mocy i energii o odpowiedniej charakterystyce. Government Policy Statement on Electricity z czerwca 2026 roku podkreśla właśnie potrzebę równoważenia wysokiego udziału źródeł odnawialnych z niezawodnością i przystępnością cenową energii (MBIE 2026a). Podobnie drugi Emissions Reduction Plan 2026–30 wiąże rozwój czystej energii z odpornością i wzrostem gospodarczym, zamiast traktować redukcję emisji jako odrębny cel oderwany od polityki ekonomicznej (Ministry for the Environment 2026a).

W rezultacie najbardziej prawdopodobna droga do 2050 roku nie polega na zastąpieniu obecnego systemu jednym dominującym źródłem. Będzie raczej procesem zwiększania różnorodności odnawialnej generacji przy stopniowym ograniczaniu roli paliw kopalnych. Energetyka wiatrowa może być największym pojedynczym beneficjentem tej zmiany ze względu na skalę krajowego zasobu i istniejący pipeline. Jej rozwój będzie jednak wymagał współpracy z hydroenergetyką, geotermią, fotowoltaiką i magazynowaniem. Do połowy wieku system może więc zasadniczo różnić się od obecnego nie tyle samym procentem odnawialnej energii, który już dziś jest

bardzo wysoki, ile sposobem funkcjonowania. Więcej źródeł będzie zależnych od pogody, produkcja będzie bardziej rozproszona, magazyny będą aktywnie uczestniczyć w rynku, a popyt będzie częściej reagował na sytuację systemową. Sieć stanie się jednym z najważniejszych elementów transformacji. Transpower rozpoczął Te Kanapu właśnie dlatego, że przyszłe inwestycje muszą być planowane odpowiednio wcześnie, zanim dokładna lokalizacja wszystkich przyszłych źródeł będzie znana (Transpower 2025a). Takie podejście ma szczególne znaczenie dla energetyki wiatrowej. Projekty powstają tam, gdzie istnieje odpowiedni zasób, natomiast odbiorcy znajdują się często w innych regionach. Bez odpowiednich zdolności przesyłowych potencjał naturalny nie może zostać w pełni wykorzystany. Offshore dodatkowo zwiększa tę zależność. Pojedynczy projekt morski może wymagać infrastruktury porównywalnej ze znaczną częścią obecnej regionalnej sieci. Oznacza to, że decyzje dotyczące pierwszych lokalizacji offshore będą jednocześnie decyzjami dotyczącymi przyszłego kierunku rozwoju grid. W perspektywie polityki klimatycznej korzyści mogą być znacznie szersze niż tylko redukcja emisji sektora elektroenergetycznego. ERP2 zakłada, że rozwój czystej energii ma wspierać transformację pozostałych sektorów gospodarki i realizację celu net zero 2050 (Ministry for the Environment 2026a). Jeżeli rosnąca produkcja wiatrowa umożliwi elektryfikację transportu, przemysłu i procesów cieplnych, jej wpływ na emisje będzie wielokrotnie większy niż wynikałoby z prostego zastępowania pozostałej generacji cieplnej w sektorze elektrycznym.

Jednocześnie wzrost uzależnienia gospodarki od energii elektrycznej zwiększa znaczenie bezpieczeństwa systemu. Im większa część transportu i przemysłu opiera się na elektryczności, tym poważniejsze stają się konsekwencje dużej awarii. Transformacja musi więc jednocześnie zwiększać udział energii odnawialnej i odporność infrastruktury. Nie można zaakceptować modelu, w którym redukcja emisji odbywa się kosztem niezawodności. Nowa Zelandia znajduje się pod tym względem w interesującym punkcie wyjścia. Już obecnie jest w stanie funkcjonować przez całe kwartały z udziałem OZE przekraczającym 90%, czego dowodzą wyniki z końca 2025 i początku 2026 roku (MBIE 2026c; MBIE 2026d).

Kolejnym etapem nie jest więc po prostu osiągnięcie kolejnego rekordu procentowego. Znacznie trudniejsze zadanie polega na utrzymaniu bardzo wysokiego udziału odnawialnej energii przez większość czasu, także podczas okresów niekorzystnych warunków hydrologicznych i wiatrowych. Energetyka wiatrowa może odegrać w tym procesie jedną z kluczowych ról. Dywersyfikuje system oparty historycznie na hydroenergetyce, wykorzystuje krajowy zasób i może być rozwijana w dużej skali. Do 2050 roku prawdopodobny jest więc dalszy wzrost zarówno liczby farm, jak i średniej mocy pojedynczego projektu. Część najstarszych instalacji zostanie poddana

repoweringowi, nowe regiony zostaną wykorzystane dla onshore, a offshore może stworzyć drugi filar całego sektora wiatrowego. Najważniejszym ograniczeniem nie będzie prawdopodobnie brak wiatru. Będą nim zdolność do budowy infrastruktury przesyłowej, dostępność kapitału i kompetencji, sprawność procesów regulacyjnych, społeczna akceptacja oraz możliwość utrzymania bezpieczeństwa systemu podczas okresów niskiej produkcji.

W konsekwencji przyszłość energetyki wiatrowej Nowej Zelandii należy rozpatrywać nie jako pytanie, czy sektor będzie się rozwijał, lecz jak szybko będzie się rozwijał, w jakiej strukturze technologicznej i jak zostanie zintegrowany z pozostałą częścią systemu energetycznego. Dotychczasowy pipeline wskazuje na bardzo wysokie zainteresowanie inwestorów. Projekty wiatrowe lądowe i morskie stanowiły w 2025 roku łącznie największą kategorię potencjalnej nowej mocy wytwórczej w bazie Electricity Authority (Electricity Authority 2025a). Nowe regulacje offshore stworzyły natomiast brakujące wcześniej ramy instytucjonalne dla rozpoczęcia rzeczywistego developmentu morskich farm (Offshore Renewable Energy Act 2026; MBIE 2026f). Polityka państwa zmierza jednocześnie do podwojenia odnawialnej generacji oraz wykorzystania elektryfikacji jako elementu realizacji celu net zero 2050 (MBIE 2026a; Ministry for the Environment 2026a). Wszystkie te czynniki wskazują, że połowa XXI wieku może przynieść system elektroenergetyczny zdecydowanie większy, bardziej odnawialny i bardziej zależny od wiatru niż obecnie. Nie będzie to jednak system prostszy. Przeciwnie, zwiększy się znaczenie prognozowania, magazynowania, sieci, automatyzacji i aktywnego zarządzania popytem. W tym sensie rozwój energetyki wiatrowej jest jednocześnie szansą i testem dojrzałości nowozelandzkiej transformacji energetycznej. Kraj posiada wyjątkowo korzystny zasób naturalny oraz istniejące doświadczenie technologiczne. O powodzeniu procesu zdecyduje zdolność przekształcenia tych atutów w system zapewniający nie tylko bardzo niską emisję, ale również bezpieczeństwo, przystępność cenową oraz trwałą społeczną akceptację. Energetyka wiatrowa nie będzie więc jedynym źródłem przyszłości Nowej Zelandii, lecz ma podstawy, aby stać się jednym z jej najważniejszych filarów. Rozwój onshore może zapewnić znaczący przyrost produkcji już w perspektywie najbliższej dekady, repowering umożliwi zwiększanie produktywności istniejących lokalizacji, a offshore stworzy możliwość dalszej ekspansji w okresie, gdy skala zapotrzebowania będzie znacznie większa niż obecnie. Ostateczna skala sektora w 2050 roku będzie wynikiem decyzji podejmowanych znacznie wcześniej. Farmy, które będą dostarczać energię w latach czterdziestych, wymagają developmentu, sieci i infrastruktury przygotowywanej wiele lat przed ich uruchomieniem. Przyszłość energetyki wiatrowej należy więc traktować jako zagadnienie długoterminowego planowania

strategicznego, a nie jedynie odpowiedź rynku na bieżące ceny energii. W tym ujęciu doświadczenie Nowej Zelandii może mieć również znaczenie międzynarodowe. Państwo już obecnie posiada system oparty w zdecydowanej większości na energii odnawialnej, dlatego stojące przed nim problemy dotyczą przede wszystkim kolejnego etapu transformacji: funkcjonowania gospodarki przy bardzo wysokim udziale źródeł odnawialnych oraz postępującej elektryfikacji pozostałych sektorów. Energetyka wiatrowa znajduje się w centrum tego procesu. Jej dotychczasowa historia – od pojedynczej turbiny w Brooklynie do farm przekraczających 200 MW i projektów offshore liczonych potencjalnie w gigawatach – pokazuje, jak szybko technologia może zmieniać swoją pozycję w systemie. Do 2050 roku proces ten najprawdopodobniej będzie kontynuowany. Jego rezultatem może być system, w którym energia wiatru nie jest już dodatkowym elementem odnawialnego miksu, lecz jednym z głównych zasobów umożliwiających funkcjonowanie wysoko zelektryfikowanej, niskoemisyjnej i bardziej niezależnej energetycznie gospodarki Nowej Zelandii.

ZAKOŃCZENIE

Przeprowadzona analiza rozwoju energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii pozwala stwierdzić, że sektor ten przestał pełnić rolę uzupełniającą i stał się jednym z istotnych elementów transformacji krajowego systemu elektroenergetycznego. Jego znaczenie wynika nie tylko z rosnącej mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej, lecz także z roli, jaką może odgrywać w dywersyfikacji miksu energetycznego, ograniczaniu zależności od paliw kopalnych, zwiększaniu odporności systemu na ryzyka hydrologiczne oraz wspieraniu elektryfikacji gospodarki. Jednocześnie rozwój energetyki wiatrowej ujawnia szereg nowych wyzwań technicznych, regulacyjnych, środowiskowych, społecznych i infrastrukturalnych, które będą miały coraz większe znaczenie w miarę wzrostu udziału tej technologii w krajowym systemie.

Synteza przeprowadzonych analiz wskazuje, że Nowa Zelandia posiada wyjątkowo korzystne uwarunkowania dla dalszego rozwoju energetyki wiatrowej. Położenie geograficzne, wyspiarski charakter państwa oraz oddziaływanie dominujących zachodnich mas powietrza powodują występowanie wysokich i stosunkowo regularnych prędkości wiatru w wielu regionach kraju. Szczególnie korzystne warunki występują w południowej części Wyspy Północnej, w rejonie Manawatū, Tararua Ranges, Wellingtonu, Taranaki i Hawke's Bay, a także w wybranych częściach Wyspy Południowej. Te uwarunkowania naturalne stworzyły podstawę rozwoju sektora, jednak nie przesądzają samodzielnie o opłacalności inwestycji. Każda lokalizacja musi być rozpatrywana łącznie z możliwością przyłączenia do sieci, dostępnością transportową, charakterystyką terenu, oddziaływaniem środowiskowym oraz uwarunkowaniami społecznymi.

Historia rozwoju sektora pokazuje wyraźną ewolucję od projektów demonstracyjnych do dużych farm o znaczeniu systemowym. Pierwsze doświadczenia związane z turbiną w Brooklynie i farmą Hau Nui miały przede wszystkim znaczenie pionierskie i technologiczne. Kolejne projekty, takie jak Tararua, Te Āpiti, White

Hill i West Wind, potwierdziły możliwość komercyjnego wykorzystania zasobu wiatrowego w różnych częściach kraju. Następna fala inwestycji, obejmująca Waipipi, Turitea, Kaiwera Downs i Harapaki, przyniosła jakościową zmianę skali sektora. Współczesne farmy wykorzystują znacznie większe turbiny, wymagają bardziej rozbudowanej infrastruktury i osiągają moce przekraczające 100, a w przypadku największych instalacji także 200 MW.

Rozwój technologiczny pozostaje jednym z najważniejszych czynników umożliwiających dalszy wzrost sektora. Wzrost mocy jednostkowej turbin, średnicy wirników i wysokości wież pozwala uzyskiwać większą produkcję z mniejszej liczby urządzeń. Zwiększa to efektywność wykorzystania lokalizacji, ale jednocześnie powoduje wzrost wymagań dotyczących transportu, montażu, infrastruktury drogowej, żurawi i systemów bezpieczeństwa. Postęp technologiczny nie eliminuje więc ograniczeń inwestycyjnych, lecz częściowo przenosi je z obszaru samej produkcji energii na logistykę, sieć i zarządzanie projektem.

Analiza ekonomiczna wskazuje, że energetyka wiatrowa jest technologią charakteryzującą się wysokimi nakładami początkowymi i relatywnie niskimi kosztami paliwowymi, ponieważ paliwo w tradycyjnym rozumieniu nie występuje. O konkurencyjności projektu decydują przede wszystkim CAPEX, koszt kapitału, spodziewana produkcja, warunki przyłączeniowe, koszty eksploatacji oraz profil cen energii. W miarę wzrostu udziału źródeł wiatrowych coraz większego znaczenia będzie nabierała nie tylko liczba wyprodukowanych megawatogodzin, ale również ich wartość w momencie wytwarzania. Zjawisko obniżania cen podczas okresów wysokiej generacji odnawialnej powoduje, że przyszłe modele biznesowe będą coraz silniej powiązane z magazynowaniem energii, kontraktami długoterminowymi, elastycznym popytem i zarządzaniem ryzykiem cenowym.

Przeprowadzone analizy potwierdzają również, że energetyka wiatrowa nie może być rozpatrywana w oderwaniu od systemu elektroenergetycznego. Jej zmienny charakter powoduje konieczność rozwoju prognozowania, rezerw, magazynowania i elastyczności. Szczególne znaczenie w Nowej Zelandii ma komplementarność wiatru i hydroenergetyki. W okresach wysokiej produkcji wiatrowej możliwe jest ograniczenie części generacji hydro i zachowanie wody w zbiornikach, która może zostać wykorzystana później. W ten sposób energia wiatrowa może pośrednio wspierać zarządzanie ryzykiem dry-year.

Jednocześnie doświadczenia 2024 roku potwierdziły, że wysoki udział odnawialnych źródeł nie oznacza automatycznie pełnego bezpieczeństwa dostaw. Niskie poziomy hydro w połączeniu z ograniczoną podażą gazu doprowadziły do zwiększenia wykorzystania paliw cieplnych. Z kolei bardzo wysoki udział OZE w końcówce

2025 roku i na początku 2026 roku pokazał, że system jest zdolny do funkcjonowania przy udziałach odnawialnej produkcji przekraczających 90%, gdy warunki naturalne są korzystne. Zasadniczym wyzwaniem przyszłości będzie więc zapewnienie bezpieczeństwa nie w warunkach średnich lub korzystnych, lecz podczas kombinacji słabego wiatru, niskich zasobów wodnych i wysokiego zapotrzebowania.

Rozwój energetyki wiatrowej może przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Nowej Zelandii oraz realizacji długoterminowej transformacji jej systemu energetycznego, jednak nie poprzez sam wzrost mocy zainstalowanej. Korzyści pojawiają się przede wszystkim wtedy, gdy rozwój wiatru jest skoordynowany z rozbudową infrastruktury przesyłowej, magazynowaniem, elastycznością popytu oraz utrzymaniem wystarczającej ilości zasobów zdolnych reagować na zmienność produkcji. Rozwój sektora jest w Nowej Zelandii wspierany przez wyjątkowo dobre warunki wiatrowe, wysoki poziom wykorzystania odnawialnych źródeł energii i rosnące zapotrzebowanie na czystą energię elektryczną. Jednocześnie ograniczeniami pozostają topografia, dostępność infrastruktury, rozproszenie źródeł i odbiorców oraz ograniczenia sieciowe.cAnaliza historyczna potwierdziła wyraźny wzrost znaczenia sektora. W okresie około trzech dekad energetyka wiatrowa przeszła od pojedynczych instalacji demonstracyjnych do farm przekraczających 200 MW. Zmiana ta ma charakter nie tylko ilościowy, ale także jakościowy. Wiatr stał się elementem planowania bezpieczeństwa dostaw, rozwoju sieci i polityki klimatycznej. Przeprowadzona analiza potwierdziła, że czynniki techniczne, ekonomiczne, prawne, środowiskowe i społeczne mają charakter współzależny. Projekt posiadający doskonały zasób wiatru może nie zostać zrealizowany z powodu kosztownego przyłączenia, konfliktu środowiskowego, braku społecznej akceptacji albo trudności transportowych. Z kolei lokalizacja o nieco słabszym zasobie może okazać się atrakcyjniejsza, jeżeli posiada dobrą infrastrukturę i mniejsze ryzyka regulacyjne. Energia wiatrowa nie eliminuje dry-year risk, ponieważ sama jest zależna od pogody, ale może zmniejszać presję na hydroenergetykę w okresach korzystnych warunków wiatrowych i zwiększać ilość energii dostępnej w całym systemie. Największa wartość pojawia się więc w kombinacji technologii, a nie w próbie zastąpienia jednego źródła innym. Wyniki analiz wskazują także, że wszystkie trzy obszary (magazynowanie, sieć, offshore wind) będą miały znaczenie fundamentalne. Rozwój BESS może poprawiać krótkoterminowe bilansowanie i zwiększać możliwość przesuwania energii pomiędzy godzinami. Modernizacja HVDC oraz rozwój regionalnych sieci będą niezbędne dla transportu energii pomiędzy obszarami produkcji i popytu. Offshore wind może natomiast w dalszej perspektywie umożliwić rozwój projektów znacznie większych niż typowe farmy lądowe, choć jego realna rola będzie uzależniona od kosztów, infrastruktury

portowej i skuteczności nowego systemu regulacyjnego. Analiza potwierdziła również, że podstawowym ograniczeniem nie jest brak zasobu wiatrowego. Główne bariery dotyczą sieci, czasu developmentu, finansowania, łańcuchów dostaw, zasobów kompetencyjnych, procesów administracyjnych oraz społecznej akceptacji inwestycji. Im większy będzie udział wiatru w systemie, tym większego znaczenia nabiorą również zmienność cen, curtailment oraz potrzeba dodatkowej elastyczności.

Na podstawie przeprowadzonej analizy można sformułować kilka najważniejszych wniosków. Po pierwsze, energetyka wiatrowa ma podstawy, aby do 2050 roku stać się jednym z głównych źródeł energii elektrycznej w Nowej Zelandii. Już obecny pipeline wskazuje na bardzo duże zainteresowanie inwestorów, a polityka państwa zakłada dalszy wzrost odnawialnej generacji. Po drugie, przyszły rozwój będzie opierał się przede wszystkim na lądowej energetyce wiatrowej, ponieważ jest ona technologią sprawdzoną i posiada rozwinięte zaplecze inwestycyjne. Offshore wind może stać się drugim filarem sektora w późniejszej części okresu do 2050 roku, ale wymaga stworzenia całkowicie nowych zdolności portowych, morskich i sieciowych. Po trzecie, repowering istniejących farm będzie odgrywał coraz większą rolę. Najstarsze lokalizacje posiadają potwierdzony zasób i istniejącą infrastrukturę, dlatego zastępowanie starszych turbin nowymi urządzeniami może prowadzić do znacznego wzrostu produkcji bez konieczności proporcjonalnego zwiększania zajmowanej powierzchni. Po czwarte, infrastruktura przesyłowa staje się jednym z najważniejszych czynników ograniczających tempo transformacji. W przyszłości wartość lokalizacji będzie zależała nie tylko od siły wiatru, ale również od tego, czy system może przyjąć i przesłać produkowaną energię. Po piąte, magazynowanie energii nie powinno być postrzegane jako rozwiązanie zastępujące wszystkie inne zasoby elastyczności. BESS dobrze odpowiadają na potrzeby krótkoterminowe, natomiast problem dry-year wymaga również długookresowych zasobów energii, odpowiedniej roli hydro, demand response oraz innych rozwiązań zapewniających wystarczalność. Po szóste, rozwój sektora wymaga utrzymania wysokich standardów HSE. Wzrost rozmiarów turbin, wysokości konstrukcji i masy komponentów oznacza zwiększenie potencjalnych konsekwencji błędów. Zarządzanie critical risks, szczególnie przy liftingu, pracy na wysokości, energii elektrycznej, transporcie i rescue, powinno być integralnym elementem każdego etapu projektu. Po siódme, transformacja musi zachować społeczną i środowiskową legitymizację. Przyspieszenie procedur administracyjnych może być konieczne, ale nie może oznaczać rezygnacji z rzetelnej oceny wpływu inwestycji. Doświadczenia projektów zaakceptowanych i odrzuconych pokazują, że korzyści systemowe muszą być równoważone z lokalnymi skutkami. Po ósme, specyficznym elementem nowozelandzkiego modelu jest rola Māori. Właściwe uwzględnienie mana

whenua, wartości kulturowych, whakapapa oraz mātauranga Māori nie powinno być traktowane jako formalny dodatek do procesu consenting, lecz jako element odpowiedzialnego developmentu. Wczesna współpraca z iwi i hapū może ograniczać konflikty oraz poprawiać jakość projektu.

Na podstawie powyższych ustaleń możliwe jest sformułowanie rekomendacji dotyczących dalszego rozwoju sektora. Pierwszą z nich jest konieczność prowadzenia zintegrowanego planowania generacji i sieci. Rozwój nowych farm powinien być analizowany razem z możliwościami ich przyłączenia i potrzebami przyszłego systemu. Infrastruktura przesyłowa wymaga dłuższego czasu przygotowania niż wiele projektów wytwórczych, dlatego decyzje sieciowe powinny być podejmowane z odpowiednim wyprzedzeniem. Drugą rekomendacją jest stworzenie warunków sprzyjających rozwojowi magazynowania i demand response. BESS powinny móc efektywnie uczestniczyć w rynku hurtowym i usługach systemowych, natomiast odbiorcy powinni posiadać bodźce do dostosowywania zużycia do warunków systemowych. Trzecia rekomendacja dotyczy repoweringu. Należy stworzyć przewidywalne ramy regulacyjne dla modernizacji istniejących farm, tak aby inwestorzy mogli zwiększać produkcję w sprawdzonych lokalizacjach bez konieczności przechodzenia przez nieproporcjonalnie skomplikowane procedury, przy jednoczesnym zachowaniu pełnej oceny nowych oddziaływań wynikających z większych turbin. Czwarta rekomendacja dotyczy offshore wind. W najbliższych latach priorytetem powinno być zbudowanie wiarygodnego systemu feasibility i commercial permits oraz przygotowanie infrastruktury portowej i sieciowej. Państwo nie powinno zakładać z góry określonego poziomu mocy offshore, lecz stworzyć warunki umożliwiające konkurencję tej technologii z innymi źródłami. Piąta rekomendacja obejmuje rozwój krajowych kompetencji. Transformacja będzie wymagała dużej liczby inżynierów, techników, specjalistów sieciowych, pracowników O&M, ekspertów HSE i personelu offshore. Brak odpowiednich zasobów ludzkich może stać się realnym ograniczeniem nawet w sytuacji dostępności kapitału i technologii. Szósta rekomendacja dotyczy łańcucha dostaw. Nowa Zelandia nie musi dążyć do produkcji wszystkich komponentów turbin, ale powinna rozwijać lokalne zdolności w obszarach, w których istnieje racjonalna przewaga: roboty cywilne, infrastruktura elektryczna, transport, serwis, diagnostyka, szkolenia, konstrukcje portowe i wybrane komponenty offshore. Siódma rekomendacja obejmuje utrzymanie risk-based HSE management. Szczególny nacisk powinien być położony na critical controls i ich rzeczywistą weryfikację w terenie. Rosnąca ilość dokumentacji nie powinna zastępować skutecznego zarządzania ryzykami mogącymi prowadzić do śmierci lub ciężkiego urazu. Ósma rekomendacja odnosi się do społecznego wymiaru transformacji. Konsultacje powinny być rozpoczynane na

etapie, na którym istnieje rzeczywista możliwość modyfikacji projektu. Dotyczy to zarówno społeczności lokalnych, jak i iwi oraz hapū. Im wcześniej konflikty zostaną rozpoznane, tym większa szansa na znalezienie rozwiązania bez wieloletnich sporów. Ostatnia rekomendacja dotyczy sposobu oceny sukcesu polityki energetycznej. Sam udział OZE nie powinien być jedynym wskaźnikiem. Równie ważne są security of supply, odporność systemu, ceny, skala curtailment, wykorzystanie sieci, emisje całej gospodarki oraz zdolność do elektryfikacji transportu i przemysłu.

Przeprowadzona analiza wskazuje również na kilka istotnych kierunków dalszych badań. Pierwszym jest szczegółowe modelowanie korelacji pomiędzy produkcją wiatrową a zasobami hydro. Analiza wieloletnich danych godzinowych pozwoliłaby dokładniej określić, w jakim stopniu zwiększenie mocy wiatrowej rzeczywiście ogranicza dry-year risk oraz jak duża jest wartość zachowywania wody w okresach wysokiej produkcji wiatrowej. Drugim kierunkiem powinny być badania nad przestrzenną dywersyfikacją generacji. W miarę powstawania nowych farm możliwe będzie dokładniejsze określenie, które regiony oferują największą wartość systemową nie tylko pod względem średniej prędkości wiatru, ale także ze względu na niską korelację z już istniejącymi źródłami. Trzecim obszarem jest ekonomika hybrydowych projektów wind-plus-storage. Badania powinny obejmować optymalną relację pomiędzy mocą farmy, pojemnością baterii, ograniczeniami sieciowymi i cenami hurtowymi. Czwarty kierunek dotyczy offshore wind. Szczególnie potrzebne są analizy porównujące fixed-bottom i floating wind w realnych warunkach Nowej Zelandii, uwzględniające bathymetry, odległość od brzegu, porty, koszt przyłączenia i potencjalne konflikty środowiskowe. Piątym obszarem są społeczne aspekty transformacji. Warto rozwijać badania nad zmianą postaw wobec farm wiatrowych w społecznościach posiadających wieloletnie doświadczenie z istniejącymi instalacjami oraz nad wpływem community benefits i udziału lokalnego na akceptację inwestycji. Szósty kierunek obejmuje relacje pomiędzy sektorem wiatrowym a Māori. Szczególnie wartościowe mogą być studia przypadków pokazujące modele partnerstwa wykraczające poza standardowe konsultacje, w tym udział właścicielski, wspólny development oraz długoterminowe zarządzanie wpływem projektu.

Kolejnym polem badawczym jest bezpieczeństwo pracy. Wraz ze wzrostem skali sektora powinna rosnąć dostępność danych dotyczących zdarzeń, near misses i critical controls. Pozwoliłoby to opracować bardziej szczegółowe profile ryzyka charakterystyczne dla nowozelandzkich farm wiatrowych i porównać je z doświadczeniami państw o bardziej dojrzałych rynkach. Istotne są również badania nad odpornością infrastruktury na zdarzenia naturalne. Położenie Nowej Zelandii powoduje ekspozycję na trzęsienia ziemi, powodzie, osuwiska i ekstremalne warunki pogodowe.

Analiza wpływu tych czynników na rozproszoną generację, sieci i dostęp serwisowy może mieć rosnące znaczenie w kontekście zmian klimatu. W przyszłości warto także badać, w jakim stopniu rozwój energii wiatrowej wpływa na całkowitą niezależność energetyczną państwa. Sama produkcja odnawialnej energii elektrycznej jest tylko jednym elementem tego zagadnienia. Największa zmiana może nastąpić dopiero wtedy, gdy dodatkowa produkcja umożliwi szeroką elektryfikację transportu i przemysłu oraz rzeczywiste ograniczenie importu paliw.

Ostateczna ocena energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii powinna więc wykraczać poza tradycyjne pytanie o udział technologii w produkcji energii elektrycznej. Znacznie bardziej istotne jest pytanie o jej rolę w przyszłym modelu funkcjonowania państwa. Nowa Zelandia dysponuje wyjątkową kombinacją zasobów: hydroenergetyką, geotermią, wysokiej jakości wiatrem oraz rosnącym potencjałem energii słonecznej. Taka struktura daje możliwość stworzenia systemu o bardzo niskiej emisyjności i ograniczonej zależności od importowanych paliw. Nie oznacza jednak, że transformacja będzie łatwa. Im większy udział odnawialnych źródeł, tym większego znaczenia nabiera jakość integracji systemowej. Przyszłość nie będzie polegała wyłącznie na budowie kolejnych turbin, lecz na tworzeniu bardziej elastycznego systemu, w którym produkcja, magazynowanie, sieć i popyt reagują na siebie w czasie rzeczywistym. W tej architekturze energetyka wiatrowa ma szczególne miejsce. Jest technologią dojrzałą, wykorzystuje krajowy zasób i może być rozwijana zarówno poprzez nowe projekty, jak i repowering. W dalszej perspektywie offshore może znacząco rozszerzyć skalę dostępnego potencjału. Jej wartość nie powinna być jednak oceniana poprzez próbę uczynienia z niej źródła zdolnego samodzielnie zapewnić całe zapotrzebowanie. Największą zaletą jest możliwość działania w połączeniu z hydroenergetyką, geotermią, fotowoltaiką, magazynami i elastycznym popytem. Do 2050 roku Nowa Zelandia może dysponować systemem elektroenergetycznym zdecydowanie większym niż obecnie, a jednocześnie jeszcze bardziej opartym na odnawialnych zasobach. Jeśli elektryfikacja transportu i przemysłu będzie postępować zgodnie z ambitniejszymi scenariuszami, energia elektryczna stanie się podstawowym nośnikiem energii w gospodarce. W takim modelu niezawodność systemu będzie mieć jeszcze większe znaczenie niż obecnie. Awaria infrastruktury nie będzie dotyczyć jedynie dostaw energii do domów i przedsiębiorstw, lecz może wpływać także na transport i coraz większą część procesów przemysłowych.

Rozwój sektora wiatrowego musi być więc podporządkowany jednocześnie trzem celom: dekarbonizacji, bezpieczeństwu energetycznemu i efektywności ekonomicznej. Żaden z nich nie powinien być realizowany całkowicie kosztem pozostałych. Nowa Zelandia posiada warunki pozwalające osiągnąć tę równowagę.

Dotychczasowe doświadczenia pokazują zdolność do budowy i eksploatacji dużych farm, osiągania bardzo wysokiego udziału odnawialnej produkcji oraz prowadzenia coraz bardziej zaawansowanego planowania przyszłej sieci. Jednocześnie doświadczenia z okresów napięcia energetycznego pokazują, że system pozostaje wrażliwy na warunki naturalne. Transformacja nie została więc zakończona przez samo osiągnięcie wysokiego udziału OZE. Kolejny etap będzie trudniejszy, ponieważ wymaga nie tylko zwiększenia produkcji odnawialnej, ale stworzenia systemu zdolnego do niezawodnego funkcjonowania przy bardzo wysokim udziale technologii zależnych od pogody. Właśnie w tym kontekście należy oceniać długoterminową rolę energetyki wiatrowej. Nie jest ona końcowym celem transformacji, lecz jednym z najważniejszych narzędzi pozwalających ją przeprowadzić. Jeżeli rozwój farm będzie skoordynowany z modernizacją sieci, magazynowaniem, odpowiednim planowaniem przestrzennym, wysokimi standardami HSE i społeczną akceptacją, energetyka wiatrowa może do połowy XXI wieku stać się jednym z kluczowych filarów bezpieczeństwa energetycznego Nowej Zelandii. Jeżeli natomiast rozbudowa generacji będzie następowała szybciej niż rozwój infrastruktury i elastyczności, potencjał bardzo dobrego krajowego zasobu nie zostanie w pełni wykorzystany. Wyzwanie przyszłości polega więc nie na udowodnieniu, że w Nowej Zelandii można efektywnie produkować energię z wiatru – zostało to już potwierdzone – lecz na stworzeniu warunków, w których rosnąca skala tej produkcji będzie wzmacniała cały system. Na podstawie przeprowadzonych analiz należy zatem uznać, że energetyka wiatrowa posiada bardzo duże znaczenie dla przyszłości energetycznej Nowej Zelandii. Jej dalszy rozwój jest zarówno szansą na ograniczenie emisji i zwiększenie wykorzystania krajowych zasobów, jak i elementem budowy bardziej zdywersyfikowanego i odpornego systemu. Ostateczny sukces będzie jednak zależał od sposobu realizacji tego rozwoju. Technologia sama w sobie nie zapewnia bezpieczeństwa energetycznego. Zapewnia je dopiero dobrze zaprojektowany system, w którym technologia jest właściwie zintegrowana z siecią, rynkiem, magazynowaniem, środowiskiem, społeczeństwem i strukturą instytucjonalną państwa. Właśnie ta integracja powinna stanowić podstawowy kierunek nowozelandzkiej polityki energetycznej w kolejnych dekadach.

BIBLIOGRAFIA

Literatura naukowa

Barry M., Chapman R., 2009, Distributed small-scale wind in New Zealand: Advantages, barriers and policy support instruments, „Energy Policy", t. 37, nr 9, s. 3358–3369.

Gholami M.B., Poletti S., Staffell I., 2021, Wind, rain, fire and sun: Towards zero carbon electricity for New Zealand, „Energy Policy", t. 150, 112109.

Graham J.B., Stephenson J.R., Smith I.J., 2009, Public perceptions of wind energy developments: Case studies from New Zealand, „Energy Policy", t. 37, nr 9, s. 3348–3357.

Hale R. i in., 2025, Environmental implications of future offshore renewable energy development in Aotearoa New Zealand, „Journal of the Royal Society of New Zealand", t. 55, s. 912–945.

Kelly G., 2011, History and potential of renewable energy development in New Zealand, „Renewable and Sustainable Energy Reviews", t. 15, nr 5, s. 2501–2509.

Kear G., Chapman R., 2013, 'Reserving judgement': Perceptions of pumped hydro and utility-scale batteries for electricity storage and reserve generation in New Zealand, „Renewable Energy", t. 57, s. 249–261.

Mason I.G., Page S.C., Williamson A.G., 2010, A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilising hydro, wind, geothermal and biomass resources, „Energy Policy", t. 38, nr 8, s. 3973–3984.

Mason I.G., Page S.C., Williamson A.G., 2013, Security of supply, energy spillage control and peaking options within a 100% renewable electricity system for New Zealand, „Energy Policy", t. 60, s. 324–333.

Pimentel Pincelli I., Hinkley J., Brent A.C., 2025, Developing onshore wind farms in Aotearoa New Zealand: carbon and energy footprints, „Journal of the Royal Society of New Zealand", t. 55, nr 4, s. 1005–1027.

Poletti S., Staffell I., 2021, Understanding New Zealand's wind resources as a route to 100% renewable electricity, „Renewable Energy", t. 170, s. 449–461.

Schaefer M.S., Lloyd B., Stephenson J.R., 2012, The suitability of a feed-in tariff for wind energy in New Zealand – A study based on stakeholders' perspectives, „Energy Policy", t. 43, s. 80–91.

Suomalainen K., Pritchard G., Sharp B., Yuan Z., Zakeri G., 2015, Correlation analysis on wind and hydro resources with electricity demand and prices in New Zealand, „Applied Energy", t. 137, s. 445–462.

Walmsley T.G., Walmsley M.R.W., Atkins M.J., 2017, Energy return on energy and carbon investment of wind energy farms: A case study of New Zealand, „Journal of Cleaner Production", t. 167, s. 885–895.

Zhang Z., Liu X., Zhao D., Post S., Chen J., 2023, Overview of the development and application of wind energy in New Zealand, „Energy and Built Environment", t. 4, nr 6, s. 725–742.

Raporty i opracowania instytucjonalne

Electricity Authority, 2025, Battery Energy Storage Systems Roadmap, Wellington.

Electricity Authority, 2025, Generation Investment Pipeline, Wellington.

Electricity Authority, 2025, Wind will play a larger role in electricity generation, Wellington.

Electricity Authority, 2025, Wholesale prices plummet as the proportion of renewables increases, Wellington.

Electricity Authority, 2025, New generation projects flowing through the investment pipeline, Wellington.

Energy Efficiency and Conservation Authority, 2026, Wind energy in New Zealand – facts and outlook, Wellington.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2024, New Zealand Energy Quarterly – June 2024, Wellington.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2025, Energy in New Zealand 2025, Wellington.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2025, Energy in New Zealand 2025 – Electricity, Wellington.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2025, Energy in New Zealand 2025 – Renewables, Wellington.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2025, New Zealand Energy Quarterly – September 2025, Wellington.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2026, New Zealand Energy Quarterly – December 2025, Wellington.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2026, New Zealand Energy Quarterly – March 2026, Wellington.

Transpower New Zealand, 2023, Transmission Tomorrow, Wellington.

Transpower New Zealand, 2024, Whakamana i Te Mauri Hiko – Monitoring Report, Wellington.

Transpower New Zealand, 2025, Integrated Transmission Plan 2025, Wellington.

Transpower New Zealand, 2025, Te Kanapu – Future Grid Blueprint. Positioning and Consultation Papers, Wellington.

Transpower New Zealand, 2026, Security of Supply Assessment 2026, Wellington.

Transpower New Zealand, 2026, Security of Supply Assessment 2026 – Appendices, Wellington.

Transpower New Zealand, 2026, HVDC Link Upgrade Programme, Wellington.

WorkSafe New Zealand, 2017, Approved Code of Practice for Load-Lifting Rigging, Wellington.

WorkSafe New Zealand, 2017, Crane safety for construction site managers and supervisors, Wellington.

WorkSafe New Zealand, 2019, Working at height in New Zealand, Wellington.

WorkSafe New Zealand, 2021, Keeping workers safe when servicing machinery, Wellington.

WorkSafe New Zealand, 2024, Confined spaces: Planning entry and working safely in a confined space, Wellington.

WorkSafe New Zealand, 2026, Understanding the changes to health and safety law, Wellington.

WorkSafe New Zealand, 2026, Working in extreme outdoor conditions, Wellington.

Dokumenty strategiczne

Ministry for the Environment, 2026, New Zealand's Second Emissions Reduction Plan 2026–30, Wellington.

Ministry for the Environment, 2026, New Zealand's Second Emissions Reduction Plan 2026–30: January 2026 Amendment Addendum, Wellington.

Ministry for the Environment, 2026, New Zealand's Second Emissions Reduction Plan – Technical Annex. Amended January 2026, Wellington.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2026, Government Policy Statement on Electricity, June 2026, Wellington.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2026, New Zealand Energy Strategy, Wellington.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2026, Offshore Renewable Energy – Overview of the Regulatory Regime, Wellington.

Ministry for the Environment, 2025, National Policy Statement for Infrastructure 2025, Wellington.

Ministry for the Environment, 2025, National Policy Statement for Renewable Electricity Generation 2011 – consolidated with December 2025 amendments, Wellington.

Ministry for the Environment, 2025, National Policy Statement for Electricity Networks 2008 – consolidated with December 2025 amendments, Wellington.

Transpower New Zealand, 2025, Te Kanapu Future Grid Blueprint – Harnessing Aotearoa New Zealand's Renewable Energy Future, Wellington.

Akty prawne

Fast-track Approvals Act 2024, Public Act 2024 No 56, New Zealand.

Health and Safety at Work Act 2015, Public Act 2015 No 70, New Zealand.

Health and Safety at Work (General Risk and Workplace Management) Regulations 2016, New Zealand.

Health and Safety at Work (Hazardous Substances) Regulations 2017, New Zealand.

Offshore Renewable Energy Act 2026, Public Act 2026 No 39, New Zealand.

Offshore Renewable Energy Regulations 2026, New Zealand.

Resource Management Act 1991, Public Act 1991 No 69, New Zealand.

Resource Management (Consenting and Other System Changes) Amendment Act 2025, New Zealand.

Climate Change Response Act 2002, Public Act 2002 No 40, New Zealand.

Electricity Industry Act 2010, Public Act 2010 No 116, New Zealand.

Heritage New Zealand Pouhere Taonga Act 2014, Public Act 2014 No 26, New Zealand.

Wildlife Act 1953, Public Act 1953 No 31, New Zealand.

Źródła internetowe

Electricity Authority, 2026, Electricity market data and insights – generation, wholesale market and investment pipeline, dostęp: 19.08.2026.

Energy Efficiency and Conservation Authority, 2026, Renewable energy – Wind energy in New Zealand, dostęp: 19.08.2026.

Environmental Protection Authority New Zealand, 2025, Pahiatua Wind Farm – substantive application and decision, dostęp: 19.08.2026.

Environmental Protection Authority New Zealand, 2025, Southland Wind Farm – application and decision, dostęp: 19.08.2026.

Environmental Protection Authority New Zealand, 2025, Te Rere Hau Wind Farm Repowering Project – Assessment of Environmental Effects and Cultural Impact Assessments, dostęp: 19.08.2026.

Mercury NZ Limited, 2026, Kaiwera Downs Wind Farm, dostęp: 19.08.2026.

Mercury NZ Limited, 2026, Mahinerangi Wind Farm, dostęp: 19.08.2026.

Mercury NZ Limited, 2026, Puketoi Wind Farm, dostęp: 19.08.2026.

Mercury NZ Limited, 2026, Tararua Wind Farm, dostęp: 19.08.2026.

Mercury NZ Limited, 2026, Turitea Wind Farm, dostęp: 19.08.2026.

Mercury NZ Limited, 2026, Waipipi Wind Farm, dostęp: 19.08.2026.

Meridian Energy Limited, 2026, Brooklyn Wind Turbine, dostęp: 19.08.2026.

Meridian Energy Limited, 2026, Harapaki Wind Farm, dostęp: 19.08.2026.

Meridian Energy Limited, 2026, Te Āpiti Wind Farm, dostęp: 19.08.2026.

Meridian Energy Limited, 2026, West Wind Farm, dostęp: 19.08.2026.

Meridian Energy Limited, 2026, White Hill Wind Farm, dostęp: 19.08.2026.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2026, Electricity statistics, dostęp: 19.08.2026.

Ministry of Business, Innovation and Employment, 2026, Offshore renewable energy in New Zealand, dostęp: 19.08.2026.

Ministry for the Environment, 2026, National Policy Statement for Renewable Electricity Generation, dostęp: 19.08.2026.

New Zealand Legislation, 2026, New Zealand Acts and secondary legislation – official legislation database, dostęp: 19.08.2026.

Transpower New Zealand, 2026, Connection process for new generation and load, dostęp: 19.08.2026.

Transpower New Zealand, 2026, Commissioning generation, dostęp: 19.08.2026.

Transpower New Zealand, 2026, Consolidated live system and market data, dostęp: 19.08.2026.

Transpower New Zealand, 2026, HVDC Link Upgrade Programme, dostęp: 19.08.2026.

Transpower New Zealand, 2026, Security of Supply, dostęp: 19.08.2026.

WorkSafe New Zealand, 2026, Health and Safety at Work Act – guidance and regulatory information, dostęp: 19.08.2026.

WorkSafe New Zealand, 2026, Notifiable events, dostęp: 19.08.2026.

WorkSafe New Zealand, 2026, Working at height, dostęp: 19.08.2026.

SPIS TABEL

Tabela 1.1. Struktura produkcji energii elektrycznej w Nowej Zelandii w 2024 r. 15
Tabela 1.2. Rozwój energetyki wiatrowej – wybrane lata 17
Tabela 2.1. Chronologia rozwoju energetyki wiatrowej 30
Tabela 2.2. Najważniejsze działające farmy wiatrowe 33
Tabela 2.3. Charakterystyka wybranych współczesnych farm 36
Tabela 3.1. Ewolucja parametrów turbin – przykłady 46
Tabela 3.2. Parametry Harapaki, Turitea, Waipipi i Kaiwera Downs 50
Tabela 3.3. Wybrane nakłady inwestycyjne 54
Tabela 3.4. Główne etapy procesu przygotowania i realizacji farmy 56
Tabela 4.1. Najważniejsze regulacje prawne 64
Tabela 4.2. Przykładowe obszary oceny projektów fast-track 67
Tabela 5.1. Najważniejsze critical risks 77
Tabela 5.2. Przykładowe critical controls 80
Tabela 6.1. Udział OZE – wybrane punkty odniesienia 95
Tabela 6.2. Źródła elastyczności systemu 97
Tabela 6.3. Znaczenie technologii dla bezpieczeństwa energetycznego 102
Tabela 7.1. Pipeline nowych projektów – udział potencjalnej mocy 115
Tabela 7.2. Potencjalne bariery rozwoju do 2050 r. 118
Tabela 7.3. Scenariusze rozwoju do 2050 r. 122

SPIS RYSUNKÓW

Rysunek 1.1. Schemat położenia geograficznego Nowej Zelandii 13
Rysunek 1.2. Główne obszary zasobów wiatrowych 16
Rysunek 1.3. Schemat krajowego systemu elektroenergetycznego Nowej Zelandii 20
Rysunek 2.2. Rozwój energetyki wiatrowej w Nowej Zelandii w latach 1993-2024 31
Rysunek 2.4. Ewolucja mocy jednostkowej turbin zainstalowanych w Nowej Zelandii 37
Rysunek 2.5. Lokalizacja najważniejszych farm wiatrowych w Nowej Zelandii 40
Rysunek 3.1. Schemat budowy współczesnej lądowej turbiny wiatrowej 44
Rysunek 3.2. Cykl realizacji inwestycji w farmę wiatrową 48

Rysunek 3.3. Schemat infrastruktury elektroenergetycznej farmy wiatrowej 52

Rysunek 3.5. Schemat łańcucha logistycznego komponentów turbiny wiatrowej 58

Rysunek 5.4. Zmiana profilu ryzyka w fazach construction-installation-commissioning-operation 85

Rysunek 5.5. Model zarządzania critical risks w energetyce wiatrowej 86

Rysunek 6.3. Schemat bilansowania systemu o wysokim udziale energetyki wiatrowej 98

Rysunek 6.3.1. Połączenie HVDC pomiędzy Wyspą Południową i Wyspą Północną 101

Rysunek 6.4. Współdziałanie energetyki wiatrowej i hydroenergetyki 103

Rysunek 7.1. Model przyszłego systemu elektroenergetycznego Nowej Zelandii 114

Rysunek 7.3. Potencjalny kierunek rozwoju lądowej i morskiej energetyki wiatrowej do 2050 roku 120

Rysunek 7.5. Scenariusze rozwoju energetyki wiatrowej do 2050 roku 126

Michał Przygoda – HSE Site Manager w M4Wind, specjalizujący się w problematyce bezpieczeństwa i higieny pracy w sektorze lądowej energetyki wiatrowej. Członek Ogólnopolskiego Stowarzyszenia Pracowników Służby BHP – Oddział w Szczecinie, a także New Zealand Institute of Safety Management (NZISM) – nowozelandzkiej organizacji zawodowej zrzeszającej specjalistów i praktyków z obszaru bezpieczeństwa i higieny pracy.

Autor publikacji naukowych i branżowych z zakresu bezpieczeństwa i higieny pracy oraz inżynierii bezpieczeństwa w sektorze energetyki wiatrowej. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się na zarządzaniu bezpieczeństwem i ryzykiem zawodowym, kulturze bezpieczeństwa, identyfikacji i analizie zagrożeń oraz organizacji bezpiecznego środowiska pracy.

W niespełna trzy dekady energetyka wiatrowa w Nowej Zelandii przeszła drogę od pojedynczej turbiny demonstracyjnej do farm o mocy przekraczającej 200 MW, stając się jednym z filarów transformacji krajowego systemu elektroenergetycznego. Monografia przedstawia ten proces w ujęciu interdyscyplinarnym, łącząc perspektywę techniczną, ekonomiczną, prawną, środowiskową i społeczną.

Autor analizuje geograficzne i klimatyczne uwarunkowania rozwoju sektora, jego etapy historyczne oraz parametry technologiczne współczesnych farm. Omawia przebieg procesu inwestycyjnego, logistykę i łańcuch dostaw, system zezwoleń, a także relacje z Māori i społecznościami lokalnymi. Osobny rozdział poświęcono bezpieczeństwu pracy, ze szczególnym uwzględnieniem zarządzania ryzykami krytycznymi.

Centralnym zagadnieniem jest rola wiatru w bezpieczeństwie energetycznym państwa wyspiarskiego, pozbawionego połączeń transgranicznych i podatnego na ryzyko hydrologiczne. Wysoki udział odnawialnych źródeł energii nie oznacza bowiem pełnej wystarczalności systemu. Wartość energetyki wiatrowej ujawnia się dopiero w komplementarności z hydroenergetyką, geotermią, magazynowaniem energii, siecią przesyłową ielastycznym popytem. Publikację zamykają perspektywy rozwoju do 2050 roku, obejmujące repowering, morskie farmy wiatrowe oraz scenariusze wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną.

ISBN: 978-83-69024-13-4