

Analiza dobrych praktyk zagranicznych w obszarze funkcjonowania wspólnot energetycznych w wymiarze technologicznym

Analysis of case studies in the area of the functioning of energy communities in the technological dimension

Streszczenie. Niniejszy artykuł jest studium przypadków funkcjonowania klastrów energetycznych opartych o odnawialne źródła energii. Szczegółowo opisane zostały trzy przykłady: niemieckiego klastra wykorzystującego energię słoneczną, klastra kanadyjskiego korzystającego z energii wiatrowej oraz klastra islandzkiego, który wykorzystuje energię geotermalną.

Abstract. This article is a study of three cases of energy clusters based on renewable energy sources. In particular, an example of a German cluster using solar energy, a Canadian cluster using wind energy and an Icelandic cluster that uses geothermal energy was presented.

Słowa kluczowe: klastr energetyczny, odnawialne źródła energii, panele fotowoltaiczne, energia geotermalna.

Keywords: energy cluster, renewable energy sources, photovoltaic panels, geothermal energy.

Wstęp

Niniejszy tekst jest materiałem, który składa się z opisu trzech zagranicznych przykładów klastrów energetycznych bazujących na wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii. Każdy z opisanych przypadków jest nieco inny. Klastr niemiecki jest przykładem tzw. *greenfield investment*, czyli infrastruktury stworzonej od podstaw, gdzie na początkowym etapie planowania przedsięwzięcia inwestycyjnego zdecydowano o wykorzystaniu właśnie energii słonecznej do produkcji energii elektrycznej. W tym przypadku to sektor publiczny bierze na siebie w dużym stopniu ciężar finansowania tego projektu.

Klastr kanadyjski ma z goła odmienny charakter. Niezbędna infrastruktura była właściwie gotowa, gdyż klastr funkcjonuje już kilkadziesiąt lat. Trudnością po stronie władz było natomiast przekonanie miejscowego lobby naftowego do wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym przypadku wiatru. Klastr ma również zupełnie inny – wolnorynkowy – model

finansowania, który przenosi wysiłek związany z budową i zarządzaniem farmami wiatrowymi na sektor prywatny.

Ostatni przykład to Islandia, gdzie naturalne zasoby energii geotermalnej są ogromne i wydaje się, że ich wykorzystanie jest niemalże obowiązkiem mieszkańców. Jednak początki zorganizowanego wykorzystywania tego potencjału energetycznego przypadły na koniec lat 60. XX wieku, kiedy to niewiele osób na świecie rozpatrywało sensowność wykorzystania źródeł odnawialnych. Islandia podjęła pionierskie działania w tym zakresie, a kryzys naftowy w latach 70. dodatkowo umocnił ten kierunek rozwoju. Islandia jest zatem doskonałym przykładem na to, jak sytuacje kryzysowe mogą wspierać tworzenie innowacyjnych rozwiązań technologicznych.

Solarvalley Mitteldeutschland e.V. (Niemcy)¹

Klaster Solarvalley Mitteldeutschland e.V.² jest zlokalizowany w Niemczech. Początkowo działał na terenie trzech wschodnich landów z dużymi tradycjami w zakresie inwestycji w nowoczesne technologie: Saksonii, Turyngii i Saksonii Północnej. Z czasem zakres działania klastra został rozszerzony o obszar dodatkowych 3 landów: Brandenburgię, Berlin oraz Meklemburgię. W trakcie ponad 10-letniej działalności klaster ugruntował swoją pozycję jako międzynarodowa sieć technologii solarnej. Spółka Solar Valley GmbH³ jest częścią operacyjną i platformą wspomagającą proces zarządzania klastrem. Skalę opisywanego przedsięwzięcia oddaje fakt, że od 2009 r. zrealizowano ponad 100 projektów o łącznej wartości ok. 120 mln euro. Wsparcie finansowe dla klastra pochodzi zarówno ze środków federalnych (Ministerstwo Edukacji i Badań Naukowych – niem. *Bundesministerium für Bildung und Forschung*), jak i z funduszy wymienionych powyżej krajów związkowych. Wyniki współpracy w zakresie badań i rozwoju prowadzą do znaczącej poprawy wydajności, jakości i niezawodności paneli słonecznych, międzynarodowej sieci placówek badawczych, producentów i uniwersytetów, a także do zintegrowanej współpracy akademickiej między poszczególnymi krajami systemu.

Klaster opiera produkcję energii na panelach słonecznych. W Unii Europejskiej w latach 2005–2014 produkcja energii w systemach fotowoltaicznych zwiększyła się ponad 60-krotnie, podczas gdy np. dla wiatraków zwiększyła się 3,5-krotnie, a dla biomasy 2-krotnie. W tym samym okresie udział energii z instalacji fotowoltaicznych w strukturze energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych wzrósł z 0,1% do 3,9%. Największym producentem tego typu energii elektrycznej w UE są Niemcy (39%). Dynamiczny rozwój tej technologii w ostatnich latach dał początek działaniom, które w sposób systemowy wykorzystują to źródło i organizują cały łańcuch dostaw energii:

- od produkcji energii do magazynowania, dystrybucji i użytkowania,

¹ Opis bazuje na zestawie materiałów informacyjnych oraz stronie internetowej klastra [6] (dostęp: marzec 2020 r.).

² e.V. – niem. *eingetragener Verein*, oznacza dosłownie zarejestrowane stowarzyszenie i jest w tym przypadku odpowiednikiem stowarzyszenia osób prawnych w polskim prawodawstwie.

³ GmbH – niem. *Gesellschaft mit beschränkter Haftung*, oznacza spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością.



- od regionalnej optymalizacji rozwiązań technicznych do ich integracji z technologią nadrzędnego/zewnętrznego systemu,
- od samouczących się systemów po zaawansowane i zależne od prognozy uwarunkowań pogodowych magazyny ciepła i zbiorniki chłodnicze.

Kluczowym celem funkcjonowania klastra jest wsparcie procesu dostosowania niemieckiego sektora energetycznego i przejście z konwencjonalnej, scentralizowanej i emitującej duże ilości dwutlenku węgla produkcji energii do ekonomicznego, zdecentralizowanego i zrównoważonego zaopatrzenia w energię opartego na odnawialnych źródłach energii.

Klaster Solarvalley skupia podmioty, które z jednej strony aktywnie wpływają na rozwój sektora energetycznego, a z drugiej kształtują transformację energetyczną. Są to podmioty aktywne w dziedzinie nowych energii, tj. twórcy technologii i producenci elektrowni regeneracyjnych, systemów magazynowania i komponentów oraz ich dostawcy, EPC (inżynieria, zaopatrzenie i budownictwo) oraz bezpośredni sprzedawcy odnawialnej energii elektrycznej. Oprócz producentów i dostawców odnawialnych źródeł energii (w tym głównie fotowoltaiki), klaster tworzą również przedstawiciele tradycyjnych producentów energii i operatorów sieci. Pomysłodawcy klastra stoją na stanowisku, że aby nowe rozwiązania techniczne i logistyczne, a także nowe regulacje prawne były możliwe do wdrożenia, muszą być opracowane wspólnie przez obie grupy podmiotów.

Klaster składa się z kilku grup podmiotów: przedsiębiorstwa reprezentujące sektor przemysłowy, instytuty badawcze, uniwersytety i uczelnie wyższe oraz stowarzyszenia i związki polityczne.

Przedsiębiorstwa reprezentujące sektor przemysłowy: Calyxo GmbH, Bitterfeld-Wolfen, EPC Engineering Consulting GmbH, FERROPOLIS GmbH, Gräfenhainichen, ISM Baugesellschaft mbH, Bitterfeld-Wolfen, KUMATEC GmbH, Neuhaus, PV Crystalox Solar Silicon GmbH, Bitterfeld-Wolfen, Reiner-Lemoine-Institut gGmbH, Berlin, SC Sustainable Concepts GmbH, Erfurt, Silicon Products GmbH, Bitterfeld, SiC Processing Deutschland GmbH, Bautzen.

Instytuty badawcze: Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, CiS Forschungsinstitut für Mikrosensorik und Photovoltaik GmbH, Erfurt, Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf (HZDR), Dresden, Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik (CSP), Halle/Salle, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS), Dresden, Fraunhofer-Institut für Werkstoff- und Strahltechnik (IWS), Dresden, Institut für Photonische Technologien e.V. (IPHT), Jena, Leibniz-Institut für Kristallzüchtung (IKZ), Berlin, DCTI Deutsches CleanTech Institut GmbH Bonn, HOEHNER RESEARCH & CONSULTING GROUP GmbH Bonn, PVcomB – Kompetenzzentrum Dünnschicht- und Nanotechnologie für Photovoltaik Berlin.

Uniwersytety i uczelnie wyższe: Graduate School for Photovoltaics, Technische Universität Bergakademie Freiberg, Technische Universität Dresden, Technische Universität Ilmenau, Partner, Fachhochschule Erfurt, Fachhochschule Jena, Fachhochschule Nordhausen,

Hochschule Anhalt (FH), Hochschule Magdeburg-Stendal (FH), IUBH Duales Studium, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg.

Stowarzyszenia i związki polityczne: GFWW e.V., Solarcluster Baden-Württemberg, SolarInput e.V., Energieavantgarde Anhalt, Bundesministerium für Bildung und Forschung, Ministerium für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen-Anhalt, Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft Arbeit und Verkehr, Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, Berlin Brandenburg Energy Network, Landesverband Erneuerbare Energie e.V., Silicon Saxony e.V., VEE Sachsen e.V., Europäische Metropolregion Mitteldeutschland.

Klaster sukcesywnie wprowadza różne rozwiązania technologiczne, które usprawniają i zwiększają efektywność funkcjonowania całego systemu. Poniżej przedstawiono najważniejsze elementy systemu energetycznego Solarvalley.

Rysunek 1. Technologie zastosowane w klastrze



Źródło: materiały informacyjne Solar Valley e.V.

Modułowe magazynowanie energii

Nadwyżki energii wytwarzanej z paneli słonecznych jest magazynowana z wykorzystaniem elektrolizy wysokociśnieniowej (HPE – ang. *high pressure electrolysis*). Jest to technologia bazująca na tradycyjnej elektrolizie wody, która w wyniku przejścia prądu elektrycznego przez wodę rozkłada się na tlen i wodór. Różnica w stosunku do standardowego procesu elektrolizy, to wodór na wyjściu procesu sprężony do ciśnienia 120–200 barów o temperaturze 70°C, co daje większą efektywność całego procesu niż w przypadku tradycyjnej elektrolizy [1], [2]. Magazyn energii klastra wyposażony jest w zasobnik wodoru i generatory z komponentami silnika napędzanego wodorem. Moc wyjściowa tego układu to 50 kW, ale może on być rozbudowany do systemów o mocy kilku MW. Technologia ta jest optymalna do połączenia sieci dystrybucyjnej i sieci autonomicznych.

Inteligentna lokalna sieć energetyczna (Smart Grid, Intelligentes Ortsnetz)

W celu zintegrowania odnawialnych i zdecentralizowanych źródeł energii elektrycznej oraz dostosowania dostaw energii do zapotrzebowania na energię, klaster stworzył wizję tzw. inteligentnej sieci energetycznej (*smart grid*), która umożliwi interakcję między jej użytkownikami będącymi jednocześnie zarówno odbiorcami, jak i producentami energii. System, który obejmuje technologie informacyjno-komunikacyjne (ICT), służy do łączenia elementów sieci lokalnej i organizowania komunikacji z siecią zewnętrzną. Za pomocą techniki pomiarowej o wysokiej rozdzielczości zbierane są informacje (w tym m.in. dane klimatyczne), które następnie zostają nałożone na profile użytkowników, i uruchamiane odpowiednie zasoby w systemie.

Biometan plus

Główny celem biogazowni w systemie energetycznym klastra jest wykorzystywanie ich do równoważenia obciążenia sieci elektrycznej. Centralnym elementem jest jednostka metanizacji, która wykorzystuje wodór do przekształcenia CO² zawartego w biogazie w metan, który można wprowadzić bezpośrednio do sieci gazu ziemnego. Wodór jest wytwarzany przez wykorzystanie nadmiaru energii z sieci energetycznej przez elektrolizę. Alternatywnie biometan można wykorzystać do sterowania generatorem energii, gdy w sieci energetycznej występuje zapotrzebowanie na energię. Ze względu na dużą wydajność i szerokie zastosowanie konwencjonalnych biogazowni jako magazynów energii elektrycznej, koncepcja ta zyskuje na znaczeniu, szczególnie na obszarach wiejskich. Klaster obecnie planuje zbudowanie instalacji o łącznej mocy 250 kW.

Redox-Flow-Storage system

Systemy magazynowania odgrywają w klastrze centralną rolę jako element stabilizowania dostaw energii i ciepła. Oprócz dobrze znanych akumulatorów ołowiowo-kwasowych i elektrochemicznych systemów magazynowania opartych na tzw. pierwiastkach ziem rzadkich, rynek będzie wykorzystywał również inne technologie magazynowania. Magazyny służą przede wszystkim jako bufony dla producentów energii odnawialnej i gwarantują dostawy spełniające potrzeby. Ważne jest promowanie różnych rodzajów przechowywania za pomocą technologii produkcji, używanych materiałów, wydajności i ich oszczędności.

Kierunek prowadzonych prac badawczo-rozwojowych

Prowadzone prace badawczo-rozwojowe są finansowane przez Ministerstwo Edukacji i Badań Naukowych oraz przez kraje związkowe, na terenie których funkcjonuje klaster. W ostatnich latach w pracach brało udział 28 przedsiębiorstw, 9 instytucji badawczych oraz 10 szkół wyższych i uniwersytetów, które realizują bądź już zrealizowały ok. 100 projektów badawczo-rozwojowych. Efektem badań jest sukcesywna redukcja kosztów na wszystkich etapach łańcucha produkcji energii fotowoltaicznej. Do najważniejszych obszarów badań należą:

- **krzem** – w wyniku znacznego zwiększenia precyzji wykrywania krytycznych zanieczyszczeń oraz opracowania nowych metod pomiaru zoptymalizowane zostały parametry procesu produkcji oraz kontrola wykorzystywanego surowca, co znacznie poprawiło jakość produkcji;
- **kryształy** – dzięki optymalizacji tradycyjnej metody Czochralskiego do hodowli kryształów koszty produkcji zostały znacznie zmniejszone, a dzięki nowemu procesowi strefy pływakowej można teraz wytwarzać doskonale kryształy z tańszego surowca; wytwarzane z niego ogniwa słoneczne wykazują bardzo wysoką wydajność; opracowany system jest przeznaczony do masowej produkcji.
- „**opłatek**” (niem. *Wafer*) – podczas piłowania kryształów, poprzez wprowadzenie nowych drutów strukturalnych i nowej zawiesiny, osiągnięto redukcję kosztów o ponad 40%. Osiągnięto to (zawiesiny), zatem można wytwarzać bardzo wydajne cienkie płytki o grubości do 110 μm , co powoduje, że ilość materiału może być wyraźnie zmniejszona.
- **ogniwo słoneczne** – nowe procesy (PERC, PERT, IBC, heterozłącze) umożliwiają zwiększenie wydajności do 22%, są to najwyższe wartości na całym świecie.
- w ramach klastra producenci modułów cienkowarstwowych opracowali specjalne rozwiązania dla fotowoltaiki zintegrowanej z budynkiem; oprócz produkcji energii elektrycznej nowe komponenty przejmują również funkcje przegród zewnętrznych, ponieważ są stosowane bezpośrednio jako komponenty w elewacjach lub połaciach dachowych; ponadto opracowano modułowy układ falownika, który umożliwia optymalną pracę systemów BIPV.

Alberta (Kanada)⁴ – energia wiatrowa

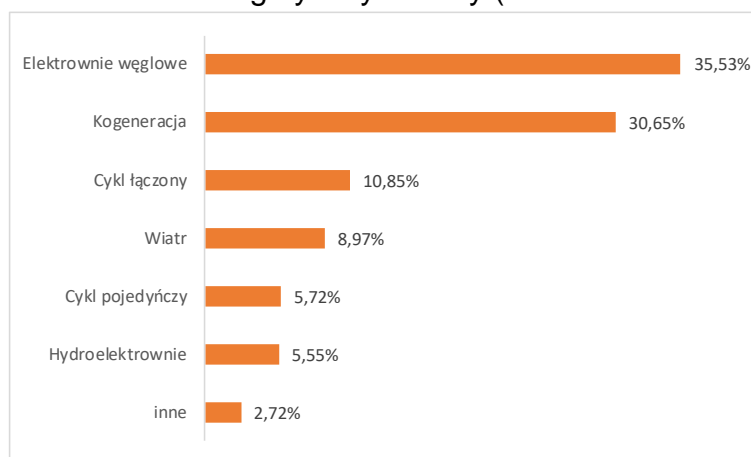
Alberta znajduje się na zachodzie Kanady i jest jedną z najlepiej prosperujących i najbogatszych części świata, wyposażoną w bogate i zróżnicowane zasoby energetyczne, zarówno te odnawialne, jak i nieodnawialne. Do zasobów nieodnawialnych należą przede wszystkim ropa naftowa, piaski roponośne, gaz, węgiel oraz uran. Jeśli chodzi o odnawialne źródła energii, to istnieje w tym regionie duży potencjał pozyskiwania energii z wiatru, słońca oraz wody. Większość zasobów związanych z odnawialnymi źródłami energii znajduje się w południowej części Alberta, głównie w Górach Skalistych [17]. Klastr energetyczny Alberta ma długą historię, która ewoluowała wraz z biegiem lat i dostosowywała się do zmieniającej się rzeczywistości. Jeszcze do niedawna charakterystyczna dla tego regionu była duża zależność w zakresie pozyskiwania energii od ciężkiej ropy naftowej, piasków roponośnych i bogatych w siarkę bitumenów [13].

W 1993 r. na Cowley Ridge w południowej Albercie została zainstalowana jedna z pierwszych komercyjnych farm wiatrowych. Od tego czasu energia wiatrowa zaczęła odgrywać coraz większą rolę w miksie wytwarzania energii elektrycznej w tej prowincji. Alberta

⁴ Opis bazuje na zestawie materiałów informacyjnych oraz stronach internetowych instytucji publicznych [7], [8], [9] (dostęp: marzec 2020 r.).

zajmuje obecnie trzecie miejsce w Kanadzie pod względem zainstalowanej mocy turbin wiatrowych (1685 MW, 957 turbin wiatrowych). Obecnie Alberta realizuje program ukierunkowany na silny rozwój produkcji elektryczności z odnawialnych źródeł energii (Renewable Electricity Program), którego celem jest zapewnienie do 2030 r. udziału 30% elektryczności pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, a także stworzenie dodatkowych instalacji o mocy 5000 MW w tym samym horyzoncie czasowym. Zgodnie z badaniem łańcucha dostaw energii wiatrowej Alberty w 2017 r. oczekuje się, że taka dywersyfikacja dostaw energii elektrycznej przyniesie dodatkowe 8,3 mld USD inwestycji na prowincji [14].

Wykres 1. Miks energetyczny Alberty (stan na marzec 2019)



Źródło: AESO

Zorganizowana w grudniu 2017 r. aukcja na dostawę energii elektrycznej w Albercie przyniosła najniższą w historii stawkę za energię wiatrową w kraju (średnio 37 USD za 1 MWh). Dodatkowo, w związku z dynamicznym spadkiem kosztów energii wiatrowej, niektóre nowe instalacje w Kanadzie stają się bardziej opłacalne niż wiele istniejących tradycyjnych elektrowni. Energia wiatrowa nie wiąże się z żadnymi kosztami paliwa, co oznacza, że można oczekiwać dużej stabilizacji cen w perspektywie długoterminowej.

Renewable Electricity Program (REP)

W styczniu 2016 r. władze prowincji Alberta poleciły AESO (Alberta Electric System Operator – regionalny operator energetyczny) opracowanie i wdrożenie programu wprowadzenia nowych mocy wytwarzania energii odnawialnej. Dzięki programowi do 2030 r. 30% energii wytwarzanej w Albercie ma pochodzić ze źródeł odnawialnych. Projekt REP doczekał się dotychczas trzech etapów realizacji. W każdym z nich organizowano przetargi na budowę i eksploatację instalacji.

Kluczowymi cechami etapu 1 były:

- minimalny poziom mocy wszystkich instalacji 400 MW,
- projekty muszą mieć możliwość połączenia z istniejącym systemem dystrybucyjnym lub przesyłowym,

- projekty muszą być większe lub równe 5 MW,
- projekty muszą osiągnąć komercyjny charakter w 2019 r.,
- kwalifikujące się paliwa muszą spełniać kanadyjską definicję energii odnawialnej,
- mechanizmem płatności jest Indeksowany Kredyt Energii Odnawialnej (REC).

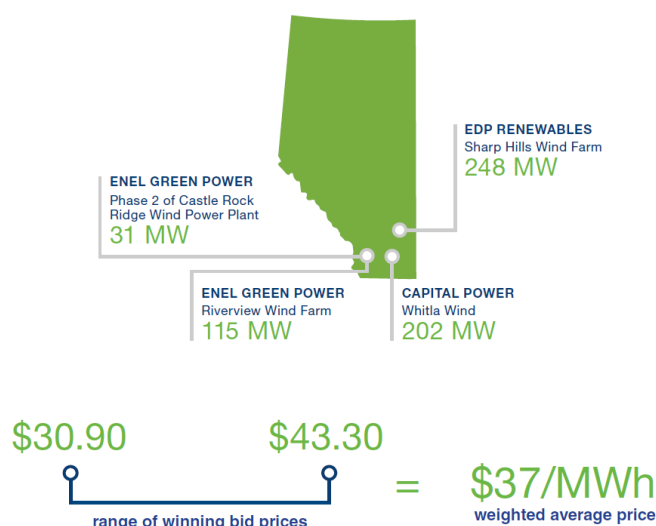
Pierwszy etap programu REP dostarczył prawie 600 MW energii wiatrowej po bardzo atrakcyjnych cenach ofertowych. Cztery projekty w pierwszej rundzie przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 1. Projekty wybrane do realizacji w ramach pierwszego etapu projektu

Proponent	Project	MW	Nearest City/Town
EDP Renewables Canada Ltd.	Sharp Hills Wind Farm	248,4	Oyen
Enel Green Power Canada, Inc.	Riverview Wind Farm	115,0	Pincher Creek
Enel Green Power Canada, Inc.	Phase 2 of Castle Rock Ridge Wind Power Plant	30,6	Pincher Creek
Capital Power Corporation	Whitla Wind	201,6	Medicine Hat

Źródło: AESO

Rysunek 2. Instalacje stworzone w Albercie w ramach etapu 1



Źródło: AESO

Kluczowymi cechami etapu 2 były:

- minimalny poziom mocy wszystkich instalacji 300 MW,
- projekty muszą mieć możliwość połączenia z istniejącym systemem dystrybucyjnym lub przesyłowym,
- projekty muszą być większe lub równe 5 MW,
- projekty muszą rozpocząć działalność komercyjną do 30 czerwca 2021 r.,
- wykorzystywane paliwa muszą być zgodne z definicją Alberty dotyczącą odnawialnych źródeł energii, określoną w ustawie o odnawialnych źródłach energii elektrycznej,
- projekty wymagają co najmniej 25% lokalnych udziałów kapitałowych, które muszą być utrzymane przez co najmniej trzy lata od komercyjnego rozpoczęcia funkcjonowania obiektu.

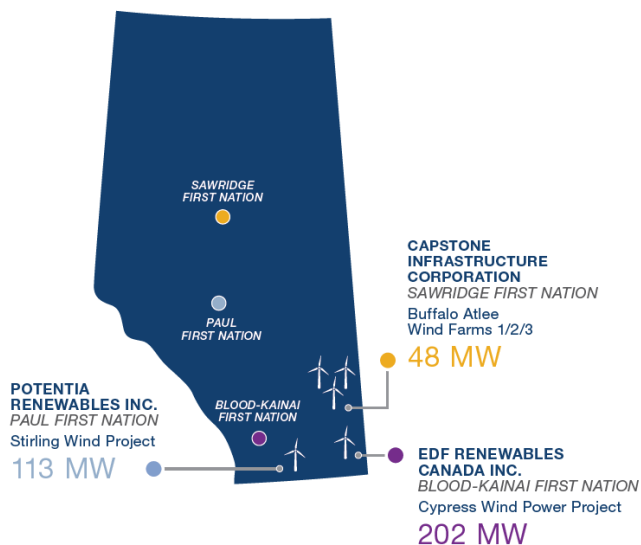
Drugi etap programu REP dostarczył prawie 363 MW energii wiatrowej po średniej cenie na poziomie 38,69 USD/MWh. Pięć projektów zrealizowanych w drugim etapie projektu przedstawiono w poniższej tabeli.

Rysunek 3. Projekty wybrane do realizacji w ramach drugiego etapu projektu

Proponent	Project	MW	Nearest City/Town
EDF Renewables Canada Inc.	Cypress Wind Power Project	201,6	Medicine Hat
Potentia Renewables Inc.	Stirling Wind Project	113	Lethbridge
Capstone Infrastructure Corporation	Buffalo Atlee Wind Farm 1	17,25	Brooks
Capstone Infrastructure Corporation	Buffalo Atlee Wind Farm 2	13,8	Brooks
Capstone Infrastructure Corporation	Buffalo Atlee Wind Farm 3	17,25	Brooks

Źródło: AESO

Rysunek 4. Instalacje stworzone w Albercie w ramach etapu 2



Źródło: AESO

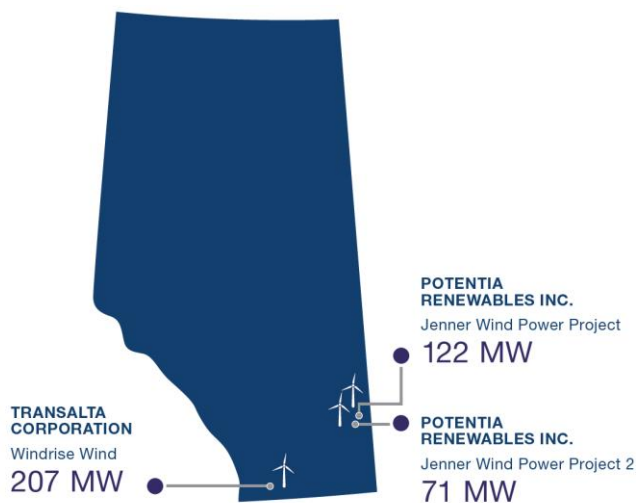
Etap trzeci projektu REP zachował wiele cech wspólnych z rundą pierwszą, w tym wytyczne w zakresie organizowanego przetargu na wykonawcę i operatora. Ta runda została zaprojektowana w celu zapewnienia największego poziomu konkurencji i zapewnienia najniższych kosztów dla mieszkańców Alberta. Etap ten dostarczył 400 MW energii wiatrowej po średniej cenie na poziomie 40,14 USD/MWh. Trzy projekty w pierwszej rundzie przedstawiono w poniższej tabeli.

Rysunek 5. Projekty wybrane do realizacji w ramach trzeciego etapu projektu

Proponent	Project	MW	Nearest City/Town
TransAlta Corporation	Windrise Wind	207,0	Pincher Creek
Potentia Renewables Inc.	Jenner Wind Power Project	122,4	Brooks
Potentia Renewables Inc.	Jenner Wind Power Project 2	71,4	Brooks

Źródło: AESO

Rysunek 6. Instalacje stworzone w Albercie w ramach etapu 2



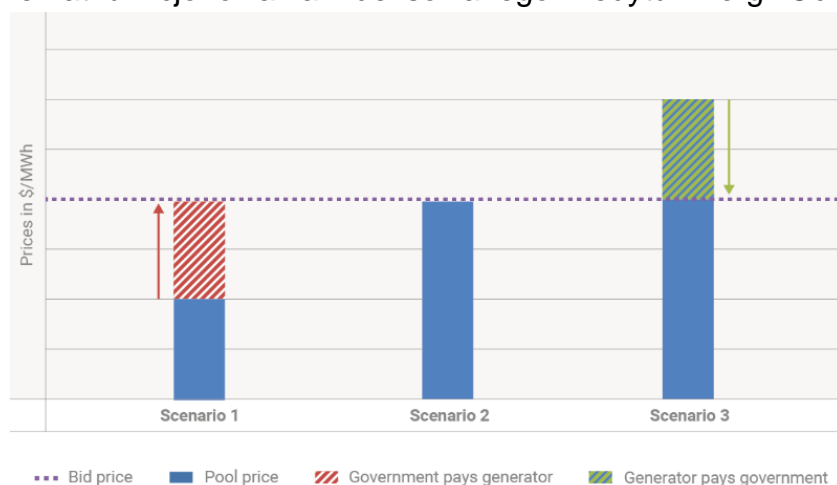
Źródło: AESO

Indeksowany Kredyt Energii Odnawialnej (REC)

W ramach kanadyjskiego systemu wspierania odnawialnych źródeł energii, stosowany jest Indeksowany Kredyt Energii Odnawialnej (ang. Indexed Renewable Energy Credit, REC). Jest to sposób na płacenie operatorom korzystającym ze źródeł odnawialnych, którzy zdobywają kontrakty w ramach projektu REP. Zwycięzca licytacji otrzymuje płatność w ustalonej wysokości (\$/MWh) przy następujących założeniach:

- zwycięzca licytacji oferuje cenę, która jest jego najniższym możliwym do zaakceptowania kosztem projektu odnawialnego, przez co przetarg wywiera presję na obniżenie kosztów projektów odnawialnych,
- wartość dolara wsparcia wypłaconego zwycięskiemu oferentowi za wytworzoną energię odnawialną oblicza się, odejmując cenę rynkową (ang. *pool price*) od ceny ofertowej (ang. *bid price*),
- pozwala oferentom na konkurencyjne składanie ofert dotyczących ceny całkowitej (ang. *all-in price*), jaka jest potrzebna, aby opracować projekt, od ceny całkowitej odejmowana jest cena rynkowa, a różnica jest kwotą wypłacaną w ramach wsparcia.

Rysunek 7. Schemat funkcjonowania Indeksowanego Kredytu Energii Odnawialnej (REC)



Źródło: AESO

Islandzki Klaster Geotermalny

Do połowy XX wieku Islandia była jednym z najbiedniejszych krajów w Europie. Brak własnych zasobów energetycznych powodował, że kraj importował paliwa kopalne do zaspokojenia potrzeb na energię cieplną. Dopiero realizacja pionierskiej, jak na tamte czasy, strategii polegającej na budowie systemu samozasilających się odnawialnych źródeł energii cieplnej, zmieniła tę sytuację. Dodatkowym czynnikiem mobilizującym był kryzys naftowy w latach 70. XX. wieku. Umożliwiło to temu niewielkiemu krajowi z jednej strony uniezależnić się od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych, a z drugiej – radykalnie obniżyć koszty wytworzenia energii. Ma to szczególnie znaczenie w kontekście dużego zapotrzebowania na energię cieplną przez społeczeństwo zamieszkujące Islandię.

Islandzki Klaster Geotermalny to współpraca, która została nawiązana przede wszystkim w celu promowania Islandii jako kraju energii geotermalnej. Członkostwo składa się z 55 firm i instytucji, które są zaangażowane w przemysł geotermalny. Celem organizacji jest podnoszenie konkurencyjności jej członków, tworzenie wartości dodanej w sektorze i poprawa efektywności wykorzystania energii geotermalnej Islandii. Jednym z istotnych celów klastra jest zwiększenie liczby produktów i usług w zakresie energii geotermalnej, a także inwestycji krajowych i zagranicznych oraz eksportu towarów i usług w dziedzinie energii geotermalnej. Istotnym elementem działalności klastra jest współpraca z GEORG (GEOthermal Research Group). Jest to współpraca ukierunkowana na prowadzenie badań w zakresie innowacji geotermalnych. Organizacja ta jest wspierana przez Islandzkie Centrum Badań (Rannís) i ma 22 członków z islandzkich i międzynarodowych organizacji, ośrodków badawczych i uniwersytetów [10], [11].

Energia geotermalna produkowana jest przez jądro Ziemi i dostępna jest najczęściej w postaci gorącej wody lub pary wodnej. Wykorzystuje się ją do produkcji ciepła grzewczego dla potrzeb komunalnych i produkcji rolnej, a niekiedy także do produkcji energii elektrycznej. Energia ta jest w zasadzie niewyczerpalna, gdyż przenoszona jest z wnętrza Ziemi przez

konwekcję. Energetyka geotermalna oparta jest na gorących źródłach, które krążą w warstwie przepuszczalnej skorupy ziemskiej na głębokości poniżej 1 km [12]. Są one atrakcyjne dzięki kilku cechom:

- nie podlegają wahaniom w zależności od warunków pogodowych czy klimatycznych,
- nie ulegają wyczerpaniu,
- są nieszkodliwe dla środowiska i nie emitują gazów cieplarnianych, natomiast emisje gazów cieplarnianych liczone dla cyklu życia instalacji to 50g ekwiwalentu CO²/1 kWh i są to wartości 4-krotnie mniejsze niż dla elektrowni wykorzystującej fotowoltaikę i 20 razy mniejsze niż dla elektrowni zasilanej gazem ziemnym [15],
- urządzenia geotermalne nie zajmują wiele miejsca i nie zaburzają krajobrazu – przeciętnie potrzebują 404 m² na 1 GWh, podczas gdy dla elektrowni węglowej ten wskaźnik wynosi 3642 m², dla energii wiatrowej 1335 m², a dla fotowoltaiki 3237 m² [16].

Wyróżnia się dwa główne rodzaje elektrowni geotermalnych. Pierwsze to systemy, które wykorzystują zasoby geotermalne jako jedyne źródło zasilania. Działają one, jeżeli temperatura jest wyższa niż 300°C. Wówczas złoża w formie pary trafia bezpośrednio na turbinę, a po ekspansji para trafia do skraplacza, gdzie zmienia stan skupienia na ciekły. Sprawność elektryczna tego typu elektrowni sięga 30%. Drugim rodzajem są elektrownie dwuczynnikiowe (binarne). Gorąca woda kierowana jest do parownika (wymienika ciepła), który pełni funkcję kotła parowego. Oddane ciepło trafia następnie do drugiego obiegu z czynnikiem roboczym o niskiej temperaturze wrzenia. Sprawność cieplna w tym przypadku wynosi 10–15% [8].

Islandia posiada 7 elektrowni produkujących energię elektryczną ze źródeł geotermalnych (Ragnarsson 2015). Najstarszą elektrownią tego typu jest **Bjarnarflag** – zlokalizowana w rejonie jeziora Mývatn. Jest to instalacja generująca moc 3 MW i wykorzystująca parę z obszaru geotermalnego w pobliżu góry Námafjall. Oprócz generowania 18 GWh energii elektrycznej rocznie, Bjarnarflag dostarcza energię cieplną do lokalnego systemu ciepłowniczego i dla zastosowań przemysłowych, a także wodę geotermalną do komercyjnych basenów nad jeziorem Mývatn. Elektrownia działała nieprzerwanie od 1969 r., z wyjątkiem trzech lat w okresie 1985–1987, kiedy została częściowo zamknięta z powodu aktywności wulkanicznej na tym obszarze [3].

Elektrownia **Krafla** znajduje się w północno-wschodniej części Islandii, w pobliżu jeziora Mývatn, i działa od 1977 r. Elektrownia jest wyposażona w rozruchowe turbiny kondensacyjne o mocy 30 MW każda. Przez pierwsze 20 lat wykorzystywała tylko jedną z zainstalowanych turbin, co wynikało z niedoboru pary spowodowanej aktywnością wulkaniczną i wstrzykiwaniem gazów wulkanicznych do najbardziej produktywnej części złoża geotermalnego. W 1997 roku moc elektrowni została zwiększona z 30 do 60 MWe poprzez uruchomienie drugiej turbiny. Obecnie rozważana jest dalsza jej rozbudowa. Do zasilania elektrowni wykorzystywany jest system 33 studni, w tym 17 wysokociśnieniowych i 5 niskociśnieniowych. Para wysokociśnieniowa osiąga parametry 110 kg/sek. oraz 7,7 bara,

natomiast para niskociśnieniowa charakteryzuje się następującymi parametrami: 36 kg/sek. oraz 2,2 bara [3], [10].

Elektrownia kogeneracyjna **Svartsengi** od momentu rozpoczęcia działalności w 1977 roku produkuje zarówno ciepłą wodę, jak i energię elektryczną. Znajduje się na półwyspie Reykjanes, około 40 km od Reykjavíku, i obsługuje około 20 000 mieszkańców. Wykorzystywanym zasobem jest solanka o temperaturze 240°C i zasoleniu odpowiadającym około dwóch trzecich zasolenia wody morskiej. Całkowita produkcja ze zbiornika wynosi około 400 kg/sek. Ciepło geotermalne jest przekazywane do wody słodkiej za pośrednictwem kilku wymienników ciepła. Po kilku etapach rozbudowy elektrowni całkowita zainstalowana moc wynosi 150 MWt przy produkcji ciepłej wody (planowane są kolejne etapy rozbudowy) i 74 MWe przy produkcji energii elektrycznej, z czego 8,4 MWe pochodzi z jednostek wykorzystujących niskociśnieniową parę wodną. Podobnie jak w przypadku Bjarnarflag, część wypływającej solanki (40 l/sek.) zasila okoliczne baseny geotermalne [18].

HS Orka w 2006 r. rozpoczęła w **Reykjanes** eksploatację nowej elektrowni geotermalnej o mocy 100 MWe. Wykorzystane zostały dwie turbiny parowe o mocy 50 MWe z kondensatorami chłodzonymi wodą morską. Obecnie trwają prace zmierzające do rozbudowy instalacji do 80 MWe, z czego dodatkową moc 30 MWe planuje się wytwarzać przy użyciu solanki z separatorów wysokociśnieniowych [3].

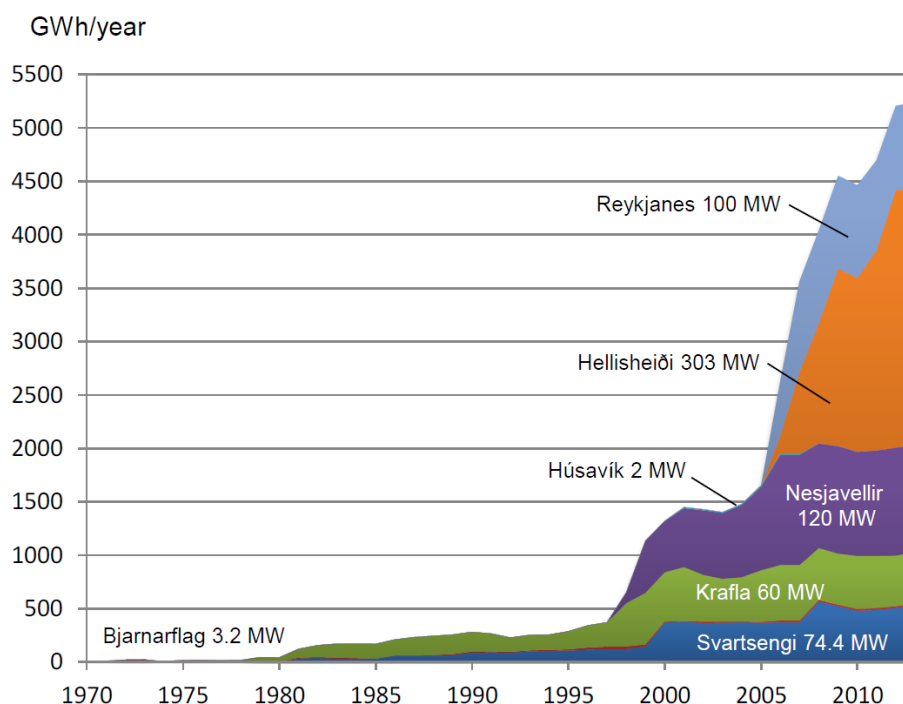
W 1990 r. Firma Reykjavík Energy uruchomiła elektrownię kogeneracyjną w obszarze wysokotemperaturowym **Nesjavellir**, na północ od wulkanu Hengill. Do produkcji energii wykorzystywana jest mieszanina pary i solanki geotermalnej o temperaturze 200°C i ciśnieniu 14 barów. Głównym celem instalacji jest zapewnienie ciepłej wody dla oddalonego o 27 km obszaru Reykjavíku. Słodka woda jest podgrzewana przez parę geotermalną i gorącą wodę w wymiennikach ciepła, najpierw przez wstępne podgrzanie w turbinowych skraplaczach, a następnie przez wykorzystanie ciepła z solanki. Po odpowietrzeniu niewielka ilość pary geotermalnej zawierającej siarkowodór jest wtryskiwana do wody w celu usunięcia pozostałego tlenu, a tym samym zapobiegania korozji i osadzaniu się kamienia. Ciepła woda jest pompowana do dużego zbiornika na wysokości 400 m, skąd płynie grawitacyjnie do mniejszych zbiorników w Reykjavíku. Wydajność elektrowni wynosi około 300 MWt, co odpowiada 1800l/sek. wody ciepłowniczej o temperaturze 83°C. W 1998 r., kiedy uruchomiono dwie turbiny parowe o mocy 30 MWe, elektrownia rozpoczęła wytwarzanie energii elektrycznej. W 2001 r. zainstalowano trzecią turbinę i moc elektrowni powiększono do 90 MWe, a w 2005 r. do 120 MWe [4].

Reykjavík Energy w 2006 r. rozpoczął eksploatację kolejnej elektrowni geotermalnej w **Hellisheidi** o mocy 90 MWe. W 2007 r. instalacja została rozbudowana o jednostkę niskiego ciśnienia o mocy 33 MWe, pod koniec 2008 r. zainstalowano dwie kolejne jednostki o mocy 45 MWe, a w 2011 r. stworzono dodatkowo dwa bloki o mocy 45 MWe, zwiększając całkowitą moc elektrowni do 303 MWe. W 2010 roku w Hellisheidi rozpoczęto produkcję ciepłej wody do ogrzewania miejskiego w Reykjavíku [3].

W **Húsavík** w północno-wschodniej Islandii wytwarzanie energii elektrycznej za pomocą energii geotermalnej rozpoczęło się w 2000 r. Uruchomiono wówczas elektrownię

dwuczynnika o mocy 2 MW opartą na technologii cyklu Kalina. Jednak ze względu na problemy operacyjne instalacja nie funkcjonuje od stycznia 2008 r. Była jedną z pierwszych tego typu na świecie. Zakład wykorzystywał źródło gorącej wody geotermalnej (90 kg/sek., 120°C) z odwiertów położonych około 20 km na południe od Husavíka. Woda ta była wykorzystywana do podgrzania mieszaniny wody i amoniaku, który w obwodzie zamkniętym działał jako płyn roboczy dla wymienników ciepła i turbiny. Cykl Kaliny zwiększa wydajność systemu dzięki osiągnięciu podobnej temperatury przez źródło ciepła i radiator. Część ciepłej wody opuszczającej elektrownię o temperaturze 80°C była wykorzystywana na ogrzewanie miejskie oraz lokalny basen [5].

Rysunek 8. Przyrost potencjału wytwórczego w zakresie energii elektrycznej w latach 1970–2015



Źródło: Ragnarsson 2015, s. 7

Powyższy wykres pokazuje skalę rozwoju systemu produkcji energii elektrycznej bazującej na energii geotermalnej na Islandii. Jeden z przełomów nastąpił ok. 2000 r., gdy wraz z uruchomieniem elektrowni Nesjavellir produkcja energii osiągnęła poziom 1500 GWh/rok. Kolejny przełom miał miejsce w latach 2005–2010, gdy dwie kolejne instalacje (Hellisheiði oraz Reykjanes) pozwoliły przekroczyć poziom produkcji 5000 GWh na rok.

Autor: Jakub Głowacki, Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie, Kolegium Gospodarki i Administracji Publicznej, Katedra Gospodarki Publicznej, ul. Rakowicka 27, 31-510 Kraków, e-mail: jakub.glowacki@uek.krakow.pl

LITERATURA

Artykuły w czasopismach:

- [1] Kelly N.A., Gibson T.L., Ouwerkerk D.B., *A Solar-Powered, High-Efficiency Hydrogen Fueling System Using High-Pressure Electrolysis of Water: Design and Initial Results*, „International Journal of Hydrogen Energy” 2008, Volume 33, Issue 11, s. 2747–2764.
- [2] Suermann M., Schmidt T.J., Büchi F.N., *Cell Performance Determining Parameters in High Pressure Water Electrolysis*, „Electrochimica Acta” 2016, Volume 211, s. 989–997.
- [3] Ragnarsson A. *Geothermal Development in Iceland 2005–2009*. „Proceedings World Geothermal Congress 2010”, s. 25–29.
- [4] Gunnarsson I., Aradottir E. Sigfusson B., Gunnlaugsson E., Júlíusson B.M., *Geothermal Gas Emission from Hellisheioi and Nesjavellir Power Plants, Iceland*, „Geothermal Resources Council” 2013, 37, s. 785–789.
- [5] Singh O., Kaushik S., *Reducing CO2 Emission and Improving Exergy Based Performance of Natural Gas Fired Combined Cycle Power Plants by Coupling Kalina Cycle*, „Energy” 2013, 55, s. 1002–1013.

Artykuły w czasopismach internetowych:

- [6] <http://www.solarvalley.org>
- [7] <https://www.energy.alberta.ca>
- [8] <https://www.aeso.ca>
- [9] <https://canwea.ca>
- [10] <http://www.icelandgeothermal.is>
- [11] <http://georg.hi.is>
- [12] <https://www.odnawialne-firmy.pl/>

Wydawnictwa zwarte:

- [13] Dusseault M.B, *Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands*, 2001.
- [14] *Alberta Wind Energy Supply Chain Study*.
- [15] Sullivan J.L., Clark C.E., Han J., Wang M., *Life-Cycle Analysis Results of Geothermal Systems in Comparison to Other Power Systems*, Energy Systems Division, Argonne National Laboratory, 2010.
- [16] Kagel A., Bates D., Gawell K., *A Guide to Geothermal Energy and the Environment*, Raport, 22.04.2005.

Rozdział w monografii, pracy zbiorowej:

- [17] Jaegersberg G., Ure J., *Renewable Energy Clusters. Recurring Barriers to Cluster Development*, [w:] *Eleven Countries*. Cham: Springer International Publishing 2017 (Innovation, Technology, and Knowledge Management).
- [18] Yamaguchi N., *Variety of Steam Turbines in Svartsengi and Reykjanes Geothermal Power Plants*, [w:] *World Geothermal Congress*, Bali 2010.



NINIEJSZY RAPORT MA CHARAKTER TECHNICZNY. ZA POPRAWNOŚĆ JĘZYKOWĄ I STYLISTYCZNĄ TEKSTU ODPOWIADAJĄ AUTORZY. ZESPÓŁ REDAKCYJNY TYLKO W NIEWIELKIM STOPNIU WPŁYNAŁ NA FORMĘ RAPORTU – W CELU UJEDNOLICENIA WSZYSTKICH PUBLIKOWANYCH W TYM DZIALE TEKSTÓW.