



Praca zrealizowana w ramach projektu pt.

**Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)** ([www.er.agh.edu.pl](http://www.er.agh.edu.pl))

współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków  
GOSPOSTRATEG/umowa nr  
Gospostateg1/385085/21/NCBR/19

# **RYNEK ENERGII, ENERGIA ZDECENTRALIZOWANA, MODELE BIZNESOWE I STOWARZYSZENIA ENERGETYCZNE W AUSTRII**

Autorzy:

Prof. Dr.-Ing. Przemysław Komarnicki

Dr.-Ing. Bartłomiej Arendarski

wer. 01, 29.06.2020



### **Prof. Dr.-Ing. Przemysław Komarnicki**

jest od roku 2018 profesorem urządzeń i aparatów elektrycznych na University of Applied Sciences w Magdeburgu w Niemczech. Uzyskał w 2004 roku dyplomy magistra inżyniera na Politechnice Wrocławskiej i Uniwersytecie Otto von Guericke Magdeburg (OVGU) w Niemczech w ramach programu „podwójny dyplom”. Od 2004 roku jest kierownikiem projektów, od 2008 roku menedżerem Grupy Systemy Elektroenergetyczne, a od 2017 roku dyrektorem Departamentu Konwergentnych Infrastruktur i Systemów w Instytucie Fraunhofera IFF w Magdeburgu. W 2008 roku zdobył tytuł doktora w Katedrze Sieci Elektroenergetycznych i Odnawialnych Źródeł Energetyki na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Otto-von-Guericke University Magdeburg pod kierownictwem Prof. Dr.-Ing. hab. Z. Styczyńskiego. Od 2018 roku jest prezesem zarządu Centrum Energii Odnawialnych Saksonia Anhalt ZERE e.V. Prowadził i zarządzał ponad 40 projektami badawczo-rozwojowymi i przemysłowymi w latach 2004–2020. Jego zainteresowania koncentrują się zwłaszcza na monitorowaniu rozległych obszarów oraz kontroli i zabezpieczeniu systemów energetycznych, a także integracji OZE i innych systemów do sieci elektroenergetycznej. Jest członkiem niemieckich stowarzyszeń tj. VDE, DIN, DKE, a także grupy koordynacyjnej EU M/490 Smart Grid Mandat i IEC TC8/WG6. Jest autorem i współautorem ponad 100 publikacji oraz kilku książek.

### **Dr.-Ing. Bartłomiej Arendarski**

ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektroniki i Telekomunikacji Politechniki Wrocławskiej. W latach 2006–2009 był stypendystą programu Marie Curie Early Stage Research w Instytucie Fraunhofera IFF w Magdeburgu w Niemczech, gdzie obecnie pracuje na stanowisku menedżera projektu. Od 2019 r. jest pracownikiem naukowym na University of Applied Sciences w Magdeburgu. Tytuł doktorski uzyskał w 2015 r. w Katedrze Sieci Elektroenergetycznych i Odnawialnych Źródeł Energetyki na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Uniwersytetu Otto-von-Guericke w Magdeburgu. Jego szczególne obszary zainteresowania obejmują multikryterialne planowanie i prowadzenie systemów energetycznych, integrację teleinformatyki i komunikacji cyfrowej w sieciach elektrycznych oraz analizę niezawodności systemów elektroenergetycznych i teleinformatycznych. Jest członkiem grup roboczych inicjatywy ERA-Net Smart Energy Systems. Jest autorem i współautorem ponad 25 publikacji.



## Spis treści

1. Opis zasad/funkcjonowania rynku energetycznego w Austrii ze szczególnym uwzględnieniem rynku energii odnawialnej .....	7
1.1. Niemiecko-austriacka strefa cen energii elektrycznej .....	7
1.2. Uczestnicy rynku .....	10
1.3. Sprzedaż energii elektrycznej z OZE .....	13
1.4. Wykorzystanie sieci .....	14
1.4.1. Wprowadzenie .....	14
1.4.2. Energia bilansująca .....	14
1.4.2.1. Podstawy .....	14
1.4.2.2. Grupa bilansująca ekologicznej energii elektrycznej .....	16
2. Analiza przepisów prawnych i systemów wsparcia rozwoju zdecentralizowanej energii w Austrii .	19
2.1. Wstęp i aktualny stan rozwoju źródeł energii odnawialnych .....	19
2.1.1. Fotowoltaika .....	22
2.1.2. Energia słoneczna .....	23
2.1.3. Energia wodna .....	24
2.1.4. Wykorzystanie bioenergii .....	24
2.1.5. Energia wiatrowa .....	26
2.2. Aktualna promocja energii z OZE .....	27
2.2.1. Korytarz dla rozwoju energii odnawialnych .....	27
2.2.2. Struktura wsparcia .....	28
2.2.2.1. Wstęp .....	28
2.2.2.2. Taryfa gwarantowana .....	29
2.2.2.3. Wsparcie w formie dodatku inwestycyjnego .....	33
3. Modele biznesowe zdecentralizowanych systemów energetycznych .....	36
3.1. Wstęp .....	36
3.2. Tło i rozwój cen energii odnawialnych .....	37
3.3. Wspólnotowe instalacje wytwarzające energię elektryczną – §16a-instalacje .....	37
3.4. Modele finansowania .....	41
3.4.1. Model książeczki oszczędnościowej/certyfikat oszczędnościowy .....	41
3.4.2. Sale-and-Lease-back .....	41

3.4.3.	Nota kredytowa na prąd ‘Stromgutschriften’ .....	42
3.4.4.	Model pożyczki .....	42
3.5.	Wirtualne elektrownie do udostępniania energii bilansującej .....	43
3.5.1.	Wstęp .....	43
3.5.2.	Rynek energii bilansującej .....	44
4.	Obywatelskie projekty energetyczne – formy prawne i przykłady .....	46
4.1.	Wstęp .....	46
4.2.	Podstawy prawne obywatelskich projektów energetycznych/elektrownie obywatelskie .....	52
4.2.1.	Przegląd form prawnych .....	53
4.3.	Praktyczne przykłady .....	55
4.3.1.	Wstęp .....	55
4.3.2.	Spółdzielcze instalacje wytwarzające energię elektryczną (§16a-Instalacje) .....	56
4.3.2.1.	Reichenauer Straße, Innsbruck .....	56
4.3.2.2.	Ulica Lavaterstraße, Wiedeń .....	57
4.3.3.	Model Sale-and-Lease-back .....	58
4.3.3.1.	Wien Energie GmbH .....	58
4.3.3.2.	Gmina targowa Randegg (Dolna Austria) .....	60
4.3.4.	Model książeczki oszczędnościowej .....	61
4.3.4.1.	Instalacje w kompleksach mieszkalnych w Baden .....	61
4.3.5.	Kredyty energetyczne ‘Stromgutschrift’ .....	62
4.3.5.1.	Zakłady Miejskie – Stadtwerke Wörgl .....	62
4.3.6.	Spółdzielnia .....	62
4.3.6.1.	Spółdzielnia energetyczna Eferding .....	62
4.3.6.2.	Allmenda – spółdzielnia ‘Talente’ .....	64
4.3.7.	Model kredytowy .....	64
4.3.7.1.	Obywatelska instalacja solarna „Freistadt Helios“ .....	64
4.3.7.2.	Obywatelska instalacja solarna Waldviertel .....	65
5.	Spis literatury .....	66

## Streszczenie



Austriacki rynek energii jest ściśle powiązany z niemieckim rynkiem energii. Wynika to przede wszystkim ze wspólnej strefy cen energii elektrycznej obowiązującej do 30 września 2018 r., która obejmowała terytoria obu krajów. Wymagało to porozumienia w kwestii warunków ramowych, w celu skutecznego wdrożenia obrotu energią elektryczną. Dlatego w poniższym opracowaniu zostały podkreślone różnice w stosunku do raportu dotyczącego rynku niemieckiego.

Zasilanie w energię elektryczną w Austrii charakteryzowało się wysokim udziałem energii odnawialnej jeszcze przed procesem restrukturyzacji systemu energetycznego znanym jako transformacja energetyczna. Ze względu na warunki topograficzne wykorzystanie energii wodnej w postaci elektrowni przepływowych lub elektrowni szczytowo-pompowych odgrywa kluczową rolę. Obsługa jest (była) realizowana przez mniejsze i większe przedsiębiorstwa energetyczne we współpracy z lokalnymi jednostkami komunalnymi/samorządowymi. Zaangażowanie obywateli nie miało tu znaczenia.

W latach 90. powstały przede wszystkim w Niemczech pierwsze obywatelskie turbiny wiatrowe, które w większości funkcjonowały w ramach spółdzielni. Tendencja ta została przyjęta w Austrii, a pierwsze turbiny wiatrowe zbudowano i eksploatowano w oparciu o ten system. Ponieważ warunki wiatrowe w Austrii są mniej korzystne niż w innych krajach, a wsparcie finansowe początkowo nie stanowiło zachęty do wysokiej dynamiki ekspansji, tak jak w Niemczech, po roku 2000 rozwój ten nie był kontynuowany z taką intensywnością.

W związku z obniżeniem cen modułów fotowoltaicznych, projekty energetyczne obywateli koncentrowały się przede wszystkim na tej technologii, zwłaszcza że wymogi dotyczące zezwoleń są mniej złożone w porównaniu z energią wiatrową. Dzięki przedsiębiorstwom rolniczym zorganizowanym na zasadzie spółdzielni wykorzystanie biomasy zyskało na znaczeniu. Udział wytwarzania energii elektrycznej jest przy tym niski, a nacisk kładziony jest na wytwarzanie ciepła.

Jednak w porównaniu z Niemcami w Austrii dominuje tendencja do finansowego uczestnictwa w rynku odnawialnych źródeł energii. Godnymi uwagi przykładami są

obligacje oszczędnościowe oraz modele sprzedaży i leasingu zwrotnego (Sale-and-Lease-Back-Model) dla fotowoltaiki. W przypadku energii wiatrowej dominuje model obywatelskiej turbiny wiatrowej. Realizacją projektu farmy wiatrowej w wybranej lokalizacji zajmują się profesjonalne biura projektowe, a mieszkańcy i inni obywatele mogą mieć finansowy udział w realizowanej inwestycji, czasem także w spółce. Zakłady Miejskie Stadtwerke Wien oferują dodatkowo od kilku lat model sprzedaży i leasingu zwrotnego (Sale-and-Lease-Back-Model) dla farm wiatrowych. Zostało to przedstawione na praktycznych przykładach.

W niniejszym raporcie przedstawiono specyfikę austriackiego rynku energii w porównaniu z niemieckim, zwłaszcza w ujęciu historycznym wskazującym, że te dwa rynki są ze sobą ściśle powiązane. Szczególne różnice można zaobserwować w promowaniu odnawialnych źródeł energii, w tym w zarządzaniu zieloną energią elektryczną i we wdrażaniu modeli uczestnictwa obywateli w projektach dotyczących rozwoju odnawialnych źródeł energii.

# 1. Opis zasad/funkcjonowania rynku energetycznego w Austrii ze szczególnym uwzględnieniem rynku energii odnawialnej

## 1.1. Niemiecko-austriacka strefa cen energii elektrycznej

Od 2002 do 30 września 2018 r. terytorium Niemiec i Austrii tworzyło jednolitą strefę cen energii elektrycznej, którą cechowała wysoka płynność. Dlatego też kontekst i przepisy na rynku austriackim odpowiadały tym na niemieckim rynku energii elektrycznej. Rozdział tej strefy cen został przyspieszony przez Komisję UE.

Nadwyżki taniej energii elektrycznej pochodzącej z wiatru i słońca w związku z powolną rozbudową sieci elektroenergetycznej w obszarze interkonektorów (połączeń pomiędzy Austrią i Niemcami) i niewystarczającą przepustowością sieci między północą a południem powodują jej przeciążenie. W rezultacie niemieccy i austriaccy operatorzy systemów przesyłowych muszą w kosztowny sposób stale stabilizować przeciążoną sieć z wykorzystaniem rezerw sieciowych i z pomocą rynku bilansującego oraz usługi Redispatch<sup>1</sup>.

Drugim i priorytetowym problemem dla europejskiego organu ds. rynku energii elektrycznej ACER były tak zwane Loop-Flows w krajach Europy Środkowo-Wschodniej, które są spowodowane niedostatecznie rozbudowaną infrastrukturą sieciową w Niemczech i niemiecko-austriackiej strefie przygranicznej. Energia elektryczna, która nie może przepływać przez węzły połączeń sieciowych, jest kierowana w postaci przepływów kołowych/pierścieniowych do Polski i Czech, obciążając tym samym te sieci, nie wnosząc przy tym żadnych korzyści handlowych. Aby uregulować to zjawisko, na granicy polsko-niemieckiej zostały zainstalowane przesuwniki fazowe.

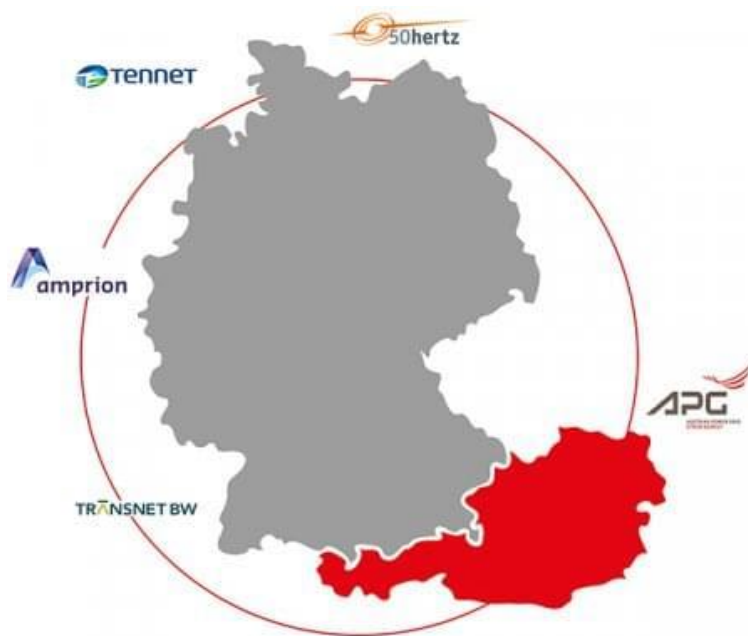
Dostępne przepustowości sieci i interkonektorów między Niemcami a Austrią uznano za niewystarczające w stosunku do wielkości obrotu. Należy wziąć jednak pod uwagę niedostateczną rozbudowę sieci na terenie Niemiec, która nie może w wystarczającym

---

<sup>1</sup> Redispatch – środek uruchamiany przez jednego lub kilku operatorów systemów poprzez zmianę schematu wytwarzania lub obciążenia w celu zmiany fizycznych przepływów w ramach systemu przesyłowego i zmniejszenia ograniczeń.



stopniu nadażyć za ekspansją źródeł energii odnawialnych, szczególnie w północnych i wschodnich Niemczech. Podziału strefy cen energii elektrycznej wewnątrz Niemiec powinno się jednak unikać ze względów politycznych. W celu zapewnienia bezpiecznego działania sieci należało opracować nową koncepcję zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w transgranicznych punktach połączeń międzysystemowych między Niemcami i Austrią. Doprowadziło to ostatecznie 1 października 2018 r. do podziału strefy cen. Oba krajowe organy regulacyjne w oparciu o koncepcję zarządzania ograniczeniami przesyłu transgranicznego (bottleneck) uzgodniły kwestię dostępnej mocy transgranicznej (4 900 MW) dla operatorów sieci przesyłowych. Dotychczasowy wspólny indeks cen energii elektrycznej Niemiec i Austrii Phelix, który był szczególnie istotny dla kontraktów terminowych w celu zabezpieczenia ryzyka cen energii elektrycznej, jest obecnie zastępowany trzema indeksami. Indeks niemiecko-austriacki nadal obowiązuje dla pełnej rocznej dostawy do 2023 r. Jednocześnie ustanowiono dwa kolejne indeksy dla giełd kontraktów terminowych na rynku niemieckim i austriackim. Dla handlu energią elektryczną w Austrii istotne są platformy Energy Exchange Austria (EXAA), European Energy Exchange (EEX) i EPEX Spot (European Power Exchange).





*Rysunek 1: Zasięg EXAA po wydzieleniu stref cen energii elektrycznej*

Od 1 października 2018 r. istnieją obecnie dwa odrębne rynki: duży rynek niemiecki oraz mniejszy i mniej płynny rynek austriacki, o różnym udziale technologii wytwarzania i ograniczeń w handlu.

Przed podziałem strefy cen możliwy był nieograniczony import taniej energii elektrycznej z Niemiec do Austrii, w szczególności z produkcji wiatrowej, co umożliwiałoby w znacznej części pokrycie austriackiego zapotrzebowania. Po podziale strefy cen możliwość importu tańszej energii elektrycznej do Austrii dla niektórych dni oscyluje również poniżej 4 900 MW, w zależności od dziennego wyniku oceny z regionalnego obliczenia zdolności przesyłowej przez operatora systemu przesyłowego i dostępności do europejskiej alokacji wydajności w ramach tzw. Market Couplings (łączenia rynków) (CWE FB MC – Central Western Europe Flow Based Market Coupling).

Dopuszczalny pod względem technicznym zakres mocy długoterminowej jest ustalany codziennie w procesie obliczania przepustowości na podstawie przepływu (z ang. flow-based). W tym regionalnym procesie obliczeniowym 4 900 MW na granicy niemiecko-austriackiej jest uwzględniana jako moc wejściowa w modelu CWE (Central-Western-Europe), to znaczy jako teoretycznie maksymalna zdolność przesyłowa.

Można założyć, że wytwarzane znaczne ilości energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych zostaną wtedy wykorzystane w innym miejscu, a nie w Austrii, jak to miało miejsce dotychczas. Różnica cen między Austrią a Niemcami jest tym większa, im bardziej ograniczona jest możliwość importu lub im niższy jest poziom cen w Niemczech wynikający z relatywnie dużej produkcji energii wiatrowej.

Oдноśnie funkcjonowania handlu opartego na giełdach odsyła się do raportu na temat niemieckiego rynku energii. Ze względu na dawniej istniejącą wspólną strefę cen energii elektrycznej mechanizmy i produkty handlowe w Austrii są porównywalne z tymi w Niemczech.

## 1.2. Uczestnicy rynku

Zasadniczo role rynkowe opierają się na wytycznych rynku wewnętrznego UE. Istnieje pewne pole manewru w zakresie ich wdrażania w państwach członkowskich, które zostało wykorzystane również w Austrii. Najważniejsze role rynkowe zostały opisane w skrócie (Ustawa o gospodarce elektroenergetycznej i organizacji/EIWOG, 2010 – Elektrizitätswirtschafts-und-organisationsgesetz 2010) (E-Control, 2020).

### **Operator systemu**

W celu umożliwienia technicznej kontroli przepływu energii w sieci europejskiej i utrzymania częstotliwości w dopuszczalnym zakresie, sieć przesyłowa została podzielona na strefy. Operatorzy sieci przesyłowych są odpowiedzialni za kontrolę częstotliwości w swojej strefie, a zadania są dzielone międzynarodowo. Operator (Austrian Power Grid AG) utrzymuje częstotliwość sieci w określonym zakresie i dba o przestrzeganie uzgodnionych usług wymiany między obszarami kontrolnymi. Poza tym ustala wielkość, nabywa i aktywuje potrzebną rezerwę operacyjną od operatorów rezerw i rozlicza się z nimi. Wreszcie operator przesyła i rozlicza się z koordynatorem grupy bilansującej z ilości energii bilansującej i kosztów tych rezerw mocy.

### **Koordynatorzy grup bilansujących**

Koordynator grupy bilansującej prowadzi biuro rachunkowe w celu przyporządkowania energii bilansującej za pośrednictwem clearing (z ang. rozliczenia). W przeciwieństwie do Niemiec rolę koordynatora grupy bilansującej, zamiast operatora systemu przesyłowego, pełni niezależna firma APCS Power Clearing and Settlement AG. Firma ta jest obciążana kosztami za ilość aktywowanych rezerw przez operatora systemu przesyłowego; oblicza różnicę między wytwarzaniem i zakupem a zużyciem i sprzedażą energii elektrycznej dla danej grupy bilansującej na podstawie rzeczywistych wartości zmierzonych przez operatorów sieci i harmonogramów handlowych (energia bilansująca), przypisuje operatorom grup bilansujących indywidualną energię bilansującą i rozlicza ją.

### **Operatorzy grup bilansujących**

Grupa bilansująca jest zbiorem punktów pomiarowych i/lub sprzedawców w wirtualnej grupie, w ramach której ma miejsce wyrównanie między dostarczaniem a oddawaniem energii. Każdy dostawca (w przypadku klientów posiadających umowę na dostawę energii i z przypisanymi punktami pomiarowymi), dostawca rezerwy operacyjnej i dystrybutor, są zobowiązani dołączyć do grupy bilansującej. Operatorzy grup bilansujących reprezentują grupy wobec innych uczestników rynku oraz sporządzają harmonogramy dla swoich grup bilansujących; w tym celu zbierają od odpowiednich partnerów prognozy dotyczące wytwarzania i zużycia, a także harmonogramy transakcji handlowych; przesyłają harmonogramy wewnętrzne obszaru do koordynatora grupy bilansującej, zaś wykraczające poza obszar do operatora systemu oraz otrzymują od koordynatora grupy bilansującej rozliczenie za energię bilansującą, którą rozliczają następnie z dostawcami.

### **Operatorzy sieci**

Operatorzy sieci świadczą usługi systemowe w zakresie przesyłu energii (operatorzy systemu przesyłowego) lub zajmują się dystrybucją (operator systemu dystrybucyjnego) energii elektrycznej. Muszą podjąć wszelkie niezbędne środki z uwzględnieniem warunków technicznych w celu zapewnienia stabilnego działania systemu. W szczególności muszą zagwarantować funkcjonowanie swoich sieci poprzez długoterminowe inwestycje. Ponadto operator systemu przesyłowego zajmuje się również tranzytem energii elektrycznej. Operatorzy sieci mają umowy sieciowe z odbiorcami energii na podstawie ogólnych warunków i przyznają im prawo do korzystania z sieci; zaopatrują swoich odbiorców w energię elektryczną; obsługują urządzenia pomiarowe, mierzą ilości energii elektrycznej i przypisują je do grup bilansujących; przekazują ilości energii elektrycznej dla każdej grupy bilansującej do koordynatora grupy bilansującej i rozliczają użytkowników sieci za korzystanie z systemu (zgodnie z opłatami określonymi w rozporządzeniu). W Austrii jest dwóch operatorów systemów przesyłowych oraz 124 operatorów systemów dystrybucyjnych (<https://stromliste.at/verzeichnis>).



## ***Dostawcy***

Mogą to być operatorzy elektrowni lub handlowcy, którzy zajmują się obrotem energii na własny rachunek. Dostawcy zaopatrują swoich klientów w energię elektryczną lub ją od nich odbierają. Operatorzy sieci muszą przyznać wszystkim dostawcom niedyskryminowany dostęp do swoich sieci. Klienci mogą swobodnie wybierać dostawcę. Dostawcy mają umowy na dostawy energii ze swoimi klientami (producentami i/lub odbiorcami); przeprowadzają prognozy dotyczące wytwarzania i zużycia energii przez klientów oraz przekazują te informacje operatorom grup bilansujących, a także rozliczają swoich klientów z wytworzonej lub wykorzystanej energii.

## ***Dostawcy rezerw operacyjnych***

Dostawcy rezerw operacyjnych/kontrolnych są uczestnikami rynku, którzy spełniają wszystkie wymogi uczestnictwa w rynkach rezerw operacyjnych i oferują rezerwę w przetargach operatora systemu. Dostawcy rezerw mogą również łączyć rezerwy operacyjne (agregatory) lub korzystać z usług osób trzecich, które zapewniają rezerwy w sposób fizyczny (dostawcy rezerw). Dostawcami rezerw operacyjnych mogą być producenci, ale także konsumenci (klienci). Dostawcy rezerwy wstępnie przystępują do kwalifikacji u operatora systemu dla jednego lub kilku rynków rezerwy; uczestniczą w przetargach na rezerwę i po wygranych ofertach lub przetargach otrzymują od operatora systemu wynagrodzenie. Zasadniczo rolę tę w Austrii przejmują różne podmioty bez konieczności pełnienia odrębnej roli rynkowej.

## ***Klienci***

Klientami są przede wszystkim odbiorcy końcowi, którzy kupują energię elektryczną na własne potrzeby – wśród których rośnie jednocześnie liczba producentów. Klienci mają umowę z dostawcą (dowolnie wybranym lub agentem rozliczeniowym Ökostrom AG), a jako użytkownik sieci umowę z jej operatorem; otrzymują od dostawców rozliczenie za zużytą lub dostarczoną energię elektryczną i mogą bezpośrednio oferować rezerwę operacyjną albo poprzez umowę z dostawcą rezerwy operacyjnej.

### 1.3. Sprzedaż energii elektrycznej z OZE

W 2006 r. utworzono w Austrii OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (zwaną również Agencją ds. Rozliczeń i Rozrachunków dla Zielonej Energii, <https://www.oem-ag.at/de/home/>). Operatorzy elektrowni OZE mają w OeMAG możliwość uzyskać wynagrodzenie za zieloną energię elektryczną wprowadzoną do publicznej sieci po cenie rynkowej. Wymaga to zawarcia z OeMAG umowy na odbiór i zapłatę za ekologiczną energię elektryczną po cenie rynkowej.

Wysokość wynagrodzenia wynika z wyliczanej co kwartał przez E-Control ceny rynkowej za ekologiczną energię elektryczną zgodnie z § 41 Ustawy o ekologicznej energii/ÖSG 2012 po potrąceniu efektywnych wydatków związanych z energią bilansującą (również obliczoną przez E-Control na podstawie wartości z poprzedniego roku dla energii bilansującej).

Podmioty zajmujące się obrotem energią elektryczną, o ile dostarczają ją odbiorcom końcowym na terenie kraju, są zobowiązane do odbioru przydzielonej im ekologicznej energii elektrycznej oraz związanych z nią świadectw pochodzenia. Wymagane do tego harmonogramy są z góry ustalane na podstawie prognoz dostaw i są przekazywane odpowiednim podmiotom.

W przypadku wystąpienia jakichkolwiek odchyień od prognoz, harmonogramy dla sprzedawców energii elektrycznej pozostają bez zmian. Koszty energii bilansującej wymaganej do zrekompensowania takich odchyień pokrywa rynek energii bilansującej. Koordynator grupy bilansującej, zajmujący się również obrotem ekologicznej energii elektrycznej musi ponieść koszty związane z występowaniem odchyień na rynku.

Po przeprowadzeniu wyrównania na terenie całego kraju znana jest ilość dostępnej ekologicznej energii elektrycznej, która zostanie przydzielona wszystkim podmiotom zajmującym się sprzedażą energii. Ilości te są rozdzielane między poszczególnych handlarzy. Podział ten musi przy tym odpowiadać stosunkowi (udziałowi procentowemu) ilości dostaw sprzedającego energię elektryczną odbiorcom końcowym w kraju i całkowitej ilości dostaw odbiorcom końcowym w kraju. Ilości

energii elektrycznej określone w ten sposób dla każdego podmiotu handlującego energią elektryczną są przedstawiane w harmonogramach dla każdej grupy bilansującej.

Przekazanie harmonogramu następuje zgodnie z obowiązującymi Pozostałymi Zasadami Rynkowymi i Ogólnymi Warunkami Biura ds. Rozliczeń Ekologicznej Energii Elektrycznej (AB-ÖKO). Rozliczenie przydzielonej zgodnie z harmonogramem ilości ekologicznej energii elektrycznej podmiotom sprzedającym energię elektryczną są rozliczane co miesiąc – na koniec miesiąca – po cenie rynkowej.

## **1.4. Wykorzystanie sieci**

### **1.4.1. Wprowadzenie**

Mechanizmy zarządzania grupami bilansującymi i związane z nimi aspekty tworzenia harmonogramów są porównywalne z mechanizmami na niemieckim rynku energii elektrycznej. Należy zatem odnieść się do uwag zawartych w sprawozdaniu dotyczącym niemieckiego rynku energii elektrycznej.

Zamówienia na energię bilansującą w związku z grupą ds. bilansowania ekologicznej energii elektrycznej różnią się jednak od procedury stosowanej w Niemczech ze względu na odmienne ramy prawne dotyczące promowania ekologicznej energii elektrycznej i podziału ról rynkowych. Z tego powodu mechanizm ten zostanie wyjaśniony bardziej szczegółowo w tekście poniżej.

### **1.4.2. Energia bilansująca**

#### **1.4.2.1. Podstawy**

Będąc operatorem systemu, spółka Austrian Power Grid AG (APG) jest odpowiedzialna za bezpieczne i stabilne działanie systemu przesyłowego w Austrii, a tym samym za austriacki system zasilania w energię elektryczną. W systemie przesyłowym Austrii – lub zasadniczo we wszystkich strefach europejskiego systemu sieciowego – każdy konsument i dostawca musi być przypisany do tak zwanej grupy bilansującej.



Jeżeli koordynator grupy bilansującej (BGV) przez kwadrans nie może osiągnąć równowagi między generacją a obciążeniem (np. z powodu błędów prognozy obciążenia lub awarii elektrowni) w stosunku do harmonogramów, które zadeklarował poprzedniego dnia, lub gdy koordynator grupy bilansującej nie jest w stanie wyrównać tych odchyłeń poprzez prowadzone codzienne transakcje handlowe lub optymalizację własnych elektrowni, wówczas ta nierównowaga jest pokrywana przez zakup lub dostawę energii bilansującej.

Grupa bilansująca pobiera przy tym energię bilansującą, jeśli saldo rozptywu mocy wewnątrz grupy (generacji i odbioru) ma wartość ujemną, tzn. grupa bilansująca ma niedobór energii. Jeśli grupa bilansująca jest przeszacowana energetycznie (tj. saldo dodatnie generacji i odbioru), to energia bilansująca jest dostarczana do operatora systemu z grupy bilansującej. Wymiana energii bilansującej zachodzi przy tym najpierw między grupami bilansującymi (wyrównanie bilansujące). Jeśli jednak obszar kontroli OSP jako całość nie jest zrównoważony, to wyrównanie istniejących braków musi zrealizować operator systemu przesyłowego poprzez zakup lub dostarczenie energii operacyjnej (fizyczna kompensacja).

W przeciwieństwie do energii bilansującej, energia operacyjna stanowi fizycznie dostarczoną lub zakupioną ilość energii z jednostek technicznych (zwykle z elektrowni operacyjnych i elektrowni szczytowo-pompowych, ale w coraz większym stopniu również jako sterowalne odbiory konsumentów). Jeśli system przesyłowy jest przeciążony (tj. suma dostarczanej energii jest większa od sumy pobieranej energii), to poprzez aktywację ujemnej mocy bilansującej generacja jest redukowana, aż do momentu osiągnięcia równowagi (tj. energia operacyjna jest dostarczana z obszaru sterowania OSP (control area) do usługodawców rezerwy operacyjnej).

I odwrotnie, jeśli w systemie przesyłowym występuje niedobór energii, aktywacja dodatniej mocy operacyjnej zwiększa ilość dostępnej energii aż do osiągnięcia równowagi (tzn. system przesyłowy otrzymuje energię od dostawców w ramach usług systemowych). W zależności m.in. od czasu aktywacji i dostępności czasowej rozróżnia się w Austrii rezerwę operacyjną pierwotną, wtórną i trójną, przy czym w



zależności od rodzaju rezerwy operacyjnej do dostaw kwalifikują się również różne typy elektrowni i coraz częściej sterowalni odbiorcy.

Od roku 2012 wszystkie produkty rezerwy operacyjnej w Austrii są zamawiane przez APG na zasadach rynkowych w drodze przetargu. Wynagrodzenie jest wypłacane w oparciu o cenę usługi (za rezerwę) i – za wyjątkiem pierwotnej rezerwy operacyjnej – cenę pracy (na żądanie). Koszty za rezerwę operacyjną są rozliczane poprzez opłatę za usługi pomocnicze producentom o zdolności wytwórczej powyżej 5 MW oraz energią bilansującą koordynatorom grup bilansujących.

#### **1.4.2.2. Grupa bilansująca ekologicznej energii elektrycznej**

Jako koordynator grupy bilansującej ekologicznej energii elektrycznej OeMAG ponosi także ekonomiczną odpowiedzialność m.in. za odchylenia między zasilaniem, a poborem z grupy bilansującej zajmującej się ekologiczną energią elektryczną. Dostawy stanowią przy tym ilości wytwarzanej energii zarejestrowane przez operatorów elektrowni ekologicznych. Odbiór energii następuje zgodnie z harmonogramami ustalonymi poprzedniego dnia na podstawie prognoz dostaw przez podmioty sprzedające energię elektryczną. Różnica między prognozami dostaw a znanym faktycznym wytwarzaniem ekologicznej energii elektrycznej *ex post* jest kompensowana poprzez zakup (prognoza > faktyczna produkcja) lub dostawę (prognoza < faktyczna produkcja) energii bilansującej, a płatności na rzecz OeMAG są rozliczane przez koordynatora grupy bilansującej APCS Power Clearing and Settlement AG.

W Austrii koszty energii bilansującej naliczone na rzecz OeMAG są uwzględniane przy ustalaniu rocznej dostępnej dotacji dla poszczególnych źródeł energii, tzn. z całkowitej rocznej dostępnej kwoty dotacji potrąca się wydatki grupy bilansującej na energię bilansującą i przez to do dyspozycji jest tylko część kwoty dotacji do instalacji ekologicznych (Ustawa o ekologicznej energii elektrycznej z 2012 r. § 23 (5)). Ponadto koszty energii bilansującej są naliczane na rzecz instalacji ekologicznych, które po upływie ustalonej prawnie dotacji taryfowej pozostają w grupie bilansującej. W tym

kontekście należy zauważyć, że bardzo wysokie wydatki grupy bilansowania ekologicznej energii na energię bilansującą są częściowo przejmowane przez podmioty zajmujące się obrotem energią elektryczną w ofertach marketingu elektrowni ekologicznych po wygaśnięciu dotacji taryfowych oraz że koszty OeMAG jako Benchmark (z ang. punkt odniesienia) mają silny wpływ na rynek. Różne wydatki z jednej strony na energię wiatrową, a z drugiej strony małe elektrownie wodne i inne elektrownie ekologiczne, zostały określone przez E-Control w rocznych raportach ekspertów zgodnie z ustawą o Zielonej Energii Elektrycznej z 2012 r. § 42 ust. 4 na podstawie wielkości dostaw i różnych odchyłeń prognoz dla poszczególnych źródeł energii (4). Poza średnimi kosztami energii bilansującej E-Control ustala również kwoty wydatków na krajowe dotacje technologiczne do elektrowni ekologicznych, a także koszty finansowe i administracyjne OeMAG.

W roku 2018 odchylenie od przydziału wg harmonogramu do faktycznie udostępnionych ilości wyniosło o 1,81%. Poniższa Tabela 1 przedstawia ilości i wydatki OeMAG na energię bilansującą w 2018 r. Przy całkowitej ilości odebranej ekologicznej energii elektrycznej wynoszącej 9 784 GWh pobrano 594 GWh energii bilansującej i dostarczono 416 GWh, co daje łącznie 1 010 GWh. Efektywne wydatki na energię bilansującą wyniosły w 2018 r. 0 EUR.

Wydatki na energię bilansującą spadły z 13,5 mln EUR w roku 2017 do 0 EUR w 2018 r. Wydatki na zbilansowanie energii policzono jako 0 centów/kWh dla turbin wiatrowych i 0 centów/kWh dla innych elektrowni ekologicznych. Należy je odpowiednio uwzględnić przy ustalaniu objętej umową taryfy gwarantowanej. W Tabeli 1 zestawiono ilości ekologicznej energii elektrycznej podlegające wynagrodzeniu oraz owe ilości energii elektrycznej z turbin wiatrowych z ilościami energii bilansującej i odpowiadającymi im kosztami (E-Control, 2019) (e3 consult, 2015).

*Tabela 1: Rozwój efektywnej energii bilansującej (i kosztów) w porównaniu do całkowitego odbioru energii wiatrowej i ekologicznej energii elektrycznej od roku 2003 (E-Control, 2019)*

	2003	2010	2015	2016	2017	2018
Odbiór ekologicznej energii elektrycznej w GWh	3.982	5.905	9.168	9.770	10.528	9.784

Wprowadzona do systemu energia wiatrowa w GWh	366	2.019	4.592	4.932	5.746	5.061
Suma energii bilansującej w GWh	490	675	1.304	1.307	1.219	1.010
Suma efektywnych kosztów energii bilansującej w milionach €	8,67	8,67	60,98	42,98	13,46	0

## 2. Analiza przepisów prawnych i systemów wsparcia rozwoju zdecentralizowanej energii w Austrii

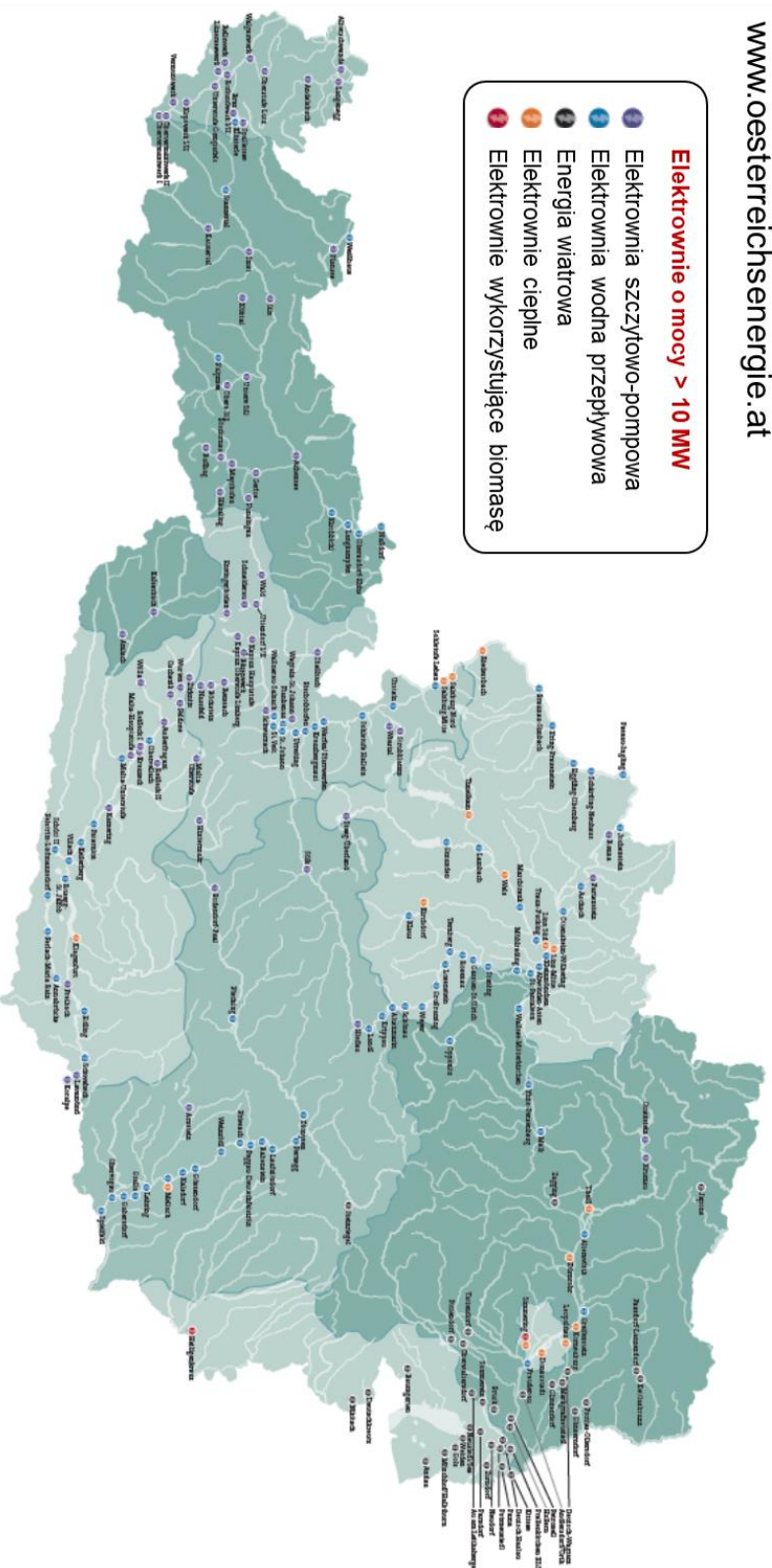
### 2.1. Wstęp i aktualny stan rozwoju źródeł energii odnawialnych

Na rozwój rynku technologii wykorzystywania energii ze źródeł odnawialnych w Austrii wpłynęły w roku 2018 różne czynniki. Utrzymujące się niskie lub umiarkowane ceny paliw kopalnych, ostrożne sygnały płynące z instrumentów polityki energetycznej, konkurencja między różnymi technologiami wykorzystywania energii ze źródeł odnawialnych, a także ciepła pogoda miały hamujący wpływ na wzrost liczby nowych źródeł odnawialnych, podczas gdy ogólny wzrost gospodarczy i rosnące wydatki prywatne działały pozytywnie na ten wzrost. W związku z tym można było zaobserwować ekspansję rozwoju źródeł odnawialnych w roku 2018 tylko w sektorze energetyki wiatrowej. Obszary oparte na technologii paliw na biomasę, kotłów i pieców na biomasę, fotowoltaiki i energii słonecznej ciepłej zanotowały na rynku jednocyfrowe spadki.

## Wytwarzanie energii elektrycznej w Austrii

### Elektrownie austriackiej gospodarki energetycznej

www.oesterreichsenergie.at

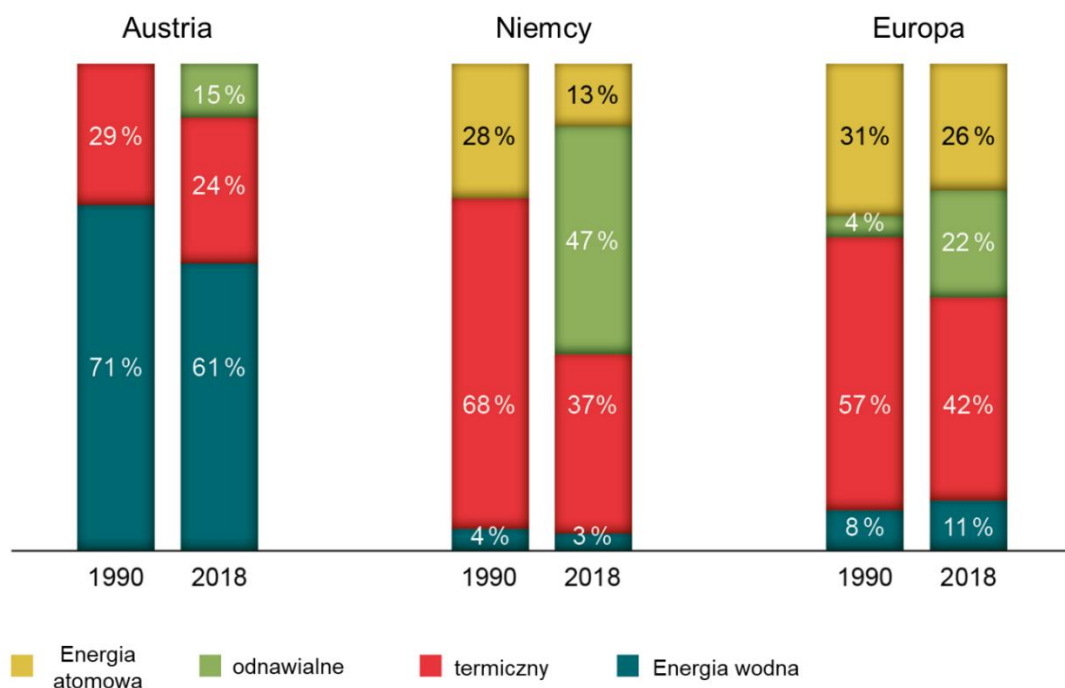


Rysunek 2: Struktura elektrowni w Austrii (Energia, <https://oesterreichsenergie.at/interaktivkraftwerkskarte/>, 2020)

Trend rozwoju rynku od niepewnego do regresywnego w ostatnich latach utrzymał się również w 2018 r. Obecnie nie można zaobserwować stałego, dynamicznego wzrostu w obszarach technologii wykorzystywania energii odnawialnej, która byłaby konieczna do zmiany systemu z energii wykorzystującej źródła konwencjonalne na energetykę odnawialną. Do osiągnięcia krajowych celów w zakresie energii i klimatu, należy znacznie zwiększyć wysiłki w zakresie polityki technologicznej, badawczej, energetycznej i ochrony środowiska. Konieczne jest zastosowanie kombinacji zachęt, normatywnych i informacyjnych instrumentów polityki energetycznej i ochrony środowiska w neutralnym dla budżetu modelu ogólnym, który ma niezbędny efekt dźwigni, pozwalający przewyciężyć silnie hamujące czynniki egzogeniczne.

Ze względu na duży potencjał hydroenergetyczny zarówno w postaci elektrowni wodnych przepływowych, jak i elektrowni szczytowo-pompowych, udział energii odnawialnych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Austrii był zdecydowanie wyższy niż w Niemczech i Europie. Ekspansja innych źródeł energii odnawialnych, takich jak źródła energii wiatrowej i solarnej, była jednak mniej dynamiczna.





Rysunek 3: Udział energii z OZE w produkcji energii elektrycznej – Porównanie Austria-Niemcy-Unia Europejska (Energia Austrii, 2020)

### 2.1.1. Fotowoltaika

Po wczesnej fazie inwestycji przez innowatorów i samowystarczalne elektrownie nie podłączone do sieci, rynek fotowoltaiczny w Austrii po raz pierwszy od lat 80. XX wieku przeżywał swój pierwszy rozkwit dzięki ustawie o Ekologicznej Energii Elektrycznej z 2003 r., aby wkrótce potem ponownie się załamać w 2004 r. z powodu ograniczenia dotacji taryfowych. Po rekordowym wzroście wywołanym anomalią dotacji w 2013 r. rynek fotowoltaiczny w kolejnych latach ustabilizował się z rocznym wzrostem na poziomie 150–175 MW<sub>peak</sub> mocy szczytowej. Również w 2018 r. zostały zainstalowane systemy fotowoltaiczne zintegrowane z siecią o łącznej mocy 168 458 kW<sub>peak</sub> mocy szczytowej oraz niezintegrowane systemy samowystarczalne o łącznej mocy 212 kW<sub>peak</sub> mocy szczytowej, co odpowiada niewielkiemu spadkowi o około 2,5%.

Ogółem daje to wzrost o 168 670 kW mocy szczytowej, co w Austrii na koniec 2018 r. doprowadziło do skumulowanej łącznej mocy wszystkich systemów fotowoltaicznych na poziomie około 1 437,64 MW<sub>peak</sub> mocy szczytowej. Systemy fotowoltaiczne



działające w Austrii wyprodukowały w 2018 r. co najmniej 1 437,6 GWh energii elektrycznej.

Austriacki przemysł fotowoltaiczny zajmuje się produkcją modułów, falowników i innych dodatkowych komponentów jak również instalacją, monitorowaniem i konserwacją systemów, a także prowadzi badaniami w zakresie nowych technologii. Średnia cena systemu fotowoltaicznego o mocy 5 kW<sub>peak</sub> podłączonego do sieci w Austrii spadła w latach 2017–2018 z 1 621 EUR / kW<sub>peak</sub> do 1 567 EUR / kW<sub>peak</sub> – tzn. o 3,3%.

### 2.1.2. Energia słoneczna

Pierwsza ekspansja termicznej energii słonecznej w obszarze wytwarzania ciepłej wody i podgrzewania basenów miała miejsce w latach 80. Na początku lat 90. udało się przygotować obszar zastosowania ogrzewania pomieszczeń pod kątem energii cieplnej pochodzącej z energii słonecznej. W latach 2002–2009 sprzedaż systemów energii słonecznej gwałtownie wzrosła i osiągnęła rekordowy poziom w roku 2009. Rozwój ten był spowodowany wzrostem cen energii, a także rozszerzeniem obszarów zastosowania termicznej energii słonecznej w sektorze budownictwa mieszkaniowego, branży turystycznej oraz integracją energii słonecznej w lokalnych i regionalnych sieciach ciepłowniczych, jak również do zastosowań komercyjnych i przemysłowych.

Po fazie ogromnego wzrostu do roku 2009 rynek austriacki odnotowuje spadki już od dziewięciu lat z rzędu. W 2018 r. była zauważalna pewna stabilizacja rynku nie tylko w Austrii, ale także w innych krajach europejskich. W 2018 r. ponad połowa najważniejszych krajów Europy mogła po raz pierwszy od 2009 r. odnotować wzrost. W Austrii rynek krajowy odnotował jedynie nieznaczny spadek na poziomie 2% w porównaniu do roku 2017.

Pod koniec roku 2018 w Austrii działało 5,1 mln metrów kwadratowych kolektorów słonecznych, co odpowiada zainstalowanej mocy 3,5 GW<sub>th</sub>. Użyteczna wydajność cieplna tych instalacji wynosiła 2 104 GWh<sub>th</sub>. W 2018 r. zainstalowano 99 390 m<sup>2</sup> kolektorów słonecznych, co odpowiada mocy 69,6 MW<sub>th</sub>.

### 2.1.3. Energia wodna

W zależności od zmieniających się warunków wytwarzania energia wodna pokrywała w analizowanym okresie od 55 do 67% produkcji energii elektrycznej w Austrii, co czyni ją najważniejszym źródłem energii w tym segmencie. Na koniec 2018 r. w Austrii działało 3 036 elektrowni wodnych o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej ok. 14,5 GW, w tym 2 923 elektrownie przepływowe i 113 elektrowni szczytowo-pompowych. W porównaniu z rokiem 2005 stanowi to średni wzrost o 1,6% rocznie.

Prawie 95% wszystkich elektrowni wodnych można sklasyfikować jako małe elektrownie wodne (do 10 MW). Stanowią one około 10% zainstalowanej mocy i pokrywają 13% rocznej produkcji energii. Jedną z największych instalacji w austriackich Alpach stanowią elektrownie „Malkraftwerke” w Karyntii. Należąca do nich elektrownia „Kölnbreinspeicher” ma 205 m spadów i powierzchnię 3,5 km<sup>2</sup>. Złożony system z różnymi zaporami i zbiornikami może pokryć ponad jedną czwartą szczytowego obciążenia Austrii (BNT, 2018).

Wykorzystanie dostępnych zasobów jest bardzo zaawansowane i nie ma wpływu na naturalny bieg rzek. Około 70% rzek w Austrii jest obecnie rozbudowane dla potrzeb wytwarzania energii elektrycznej, co skłania również do debaty klimatycznej (WWF, 2020).

### 2.1.4. Wykorzystanie bioenergii

#### **Biopaliwa**

Energetyczne wykorzystanie stałej biomasy ma w Austrii długą tradycję i jest jednym z głównych filarów krajowego wykorzystania energii odnawialnej. Zużycie krajowe brutto biopaliw stałych wzrosło z 142 PJ w 2007 r. do około 179 PJ w roku 2013. W 2014 r. nastąpił spadek z powodu wyjątkowo łagodnej zimy, a następnie ponowny wzrost w latach kolejnych. W roku 2018 można było znowu zaobserwować wysokie średnie temperatury, w związku z czym zużycie krajowe brutto biopaliw stałych spadło w porównaniu z rokiem poprzednim do 179,4 PJ. Zużycie zrębków wzrastało od początku lat 80., za wyjątkiem roku 2014, i osiągnęło w roku 2017 wartość maksymalną

wynoszącą ok. 88,8 PJ. W roku 2018 zużycie zrębków wynosiło tylko 81,8 PJ. Rynek peletu rozwijał się do roku 2006 z rocznym wzrostem wynoszącym od 30% do 40%. Ten rozwój został zahamowany w roku 2016 przez niedobór peletu i czasowy wzrost cen paliwa, a następnie wrócił do stanu poprzedniego. W porównaniu z rokiem 2017 krajowe zużycie peletu w roku 2018 spadło o 1% do 16,2 PJ (950.000 t) peletu. W celu zapewnienia dostaw peletu 29 austriackich producentów peletu zwiększyło moc produkcyjną do 1,63 miliona ton rocznie.

Stale paliwa biogenne pozwoliły zaoszczędzić w roku 2018 około 9,9 mln ton CO<sub>2</sub>. Sukces bioenergii zależy w dużej mierze od dostępności odpowiednich surowców po konkurencyjnych cenach. Wymaga również zwiększonych środków w celu bardziej intensywnego wykorzystania pozostałości biogennych i odpadów. Oprócz klasycznego zastosowania do ogrzewania pomieszczeń na znaczeniu zyskuje również rola bioenergii jako części całego systemu w połączeniu z innymi odnawialnymi źródłami energii. W tym przypadku paliwa z biomasy mogą zyskać znaczenie przede wszystkim jako łatwe do magazynowania źródła energii. W tym kontekście również koprodukcja energii elektrycznej i/lub produktów stałych, np. biowęgla budzi duże zainteresowanie z punktu widzenia najbardziej wydajnego wykorzystania zasobów.

### **Stala biomasa**

Rynek kotłów na biomasę rósł stale w szybkim tempie w Austrii w okresie od 2000 do 2006 r. W 2007 r. sprzedaż wszystkich rodzajów kotłów spadła z powodu niskich cen ropy. W roku 2007 doszły skutki niedoboru towaru handlowego w postaci peletu, powodując znaczny wzrost ceny peletu. Spowodowało to załamanie na rynku kotłów na pelet o 60%. W 2009 r. kryzys gospodarczy i finansowy spowodował kolejny spadek sprzedaży o 24%. W latach 2011–2012 sprzedaż kotłów na pelet ponownie mocno wzrosła. W latach 2013–2016 można było zaobserwować ponowny spadek sprzedaży kotłów na biomasę. W tym przypadku powód stanowiły rosnące ceny paliw z biomasy oraz wcześniejsze inwestycje w latach po kryzysie gospodarczym i finansowym oraz niskie ceny oleju i wysokie średnie temperatury. Po niewielkim wzroście odnotowanym w 2017 r. sprzedaż wszystkich rodzajów kotłów spadła w roku 2018. Sprzedaż kotłów

na drewno spadła o 10,7%, a kotłów na zrębki (<100 kW) o 17,4%. Sprzedaż kotłów na pelet (<100 kW) uległa stagnacji (-0,2%).

W roku 2018 na rynku austriackim sprzedano 5 156 kotłów na pelet, 2 456 kotłów na drewno opałowe, 689 kotłów na opał mieszany drewno + pelet oraz 1 925 kotłów na zrębki – wszystkich klas wydajności. Ponadto sprzedano 2 014 pieców na pelet, 5 652 piece i 7 320 pieców kominkowych. Austriaccy producenci kotłów na biomasę zazwyczaj sprzedają około 80% swojej produkcji za granicę.

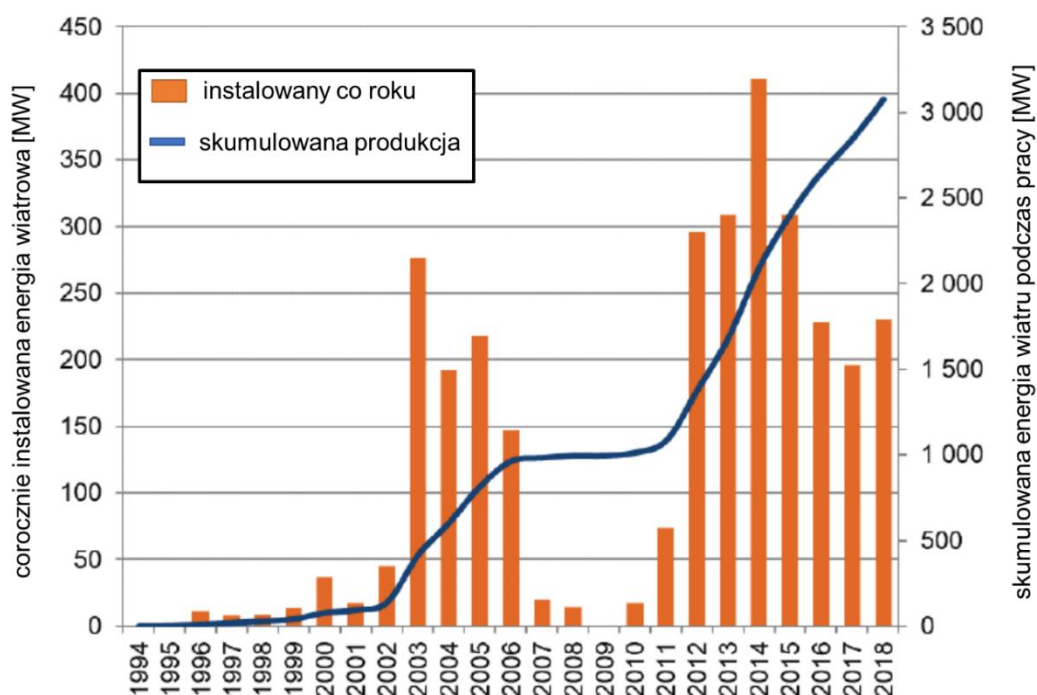
Wysiłki badawcze dotyczące kotłów na biomasę koncentrują się na dalszej redukcji emisji i wykorzystaniu biomasy jako źródła energii w procesach przemysłowych i handlowych o wysokim zapotrzebowaniu cieplnym. Aby nadal odnosić sukcesy na rynkach międzynarodowych, konieczne jest dalsze obniżanie kosztów technologii przy zachowaniu wysokiej jakości technicznej.

### **2.1.5. Energia wiatrowa**

Historyczny rozwój rynku energii wiatrowej w Austrii przedstawiono w rozdziale 3. Silny rozwój energii wiatrowej miał miejsce w 1. fazie ekspansji, napędzanej przez Ustawę o ekologicznej energii elektrycznej. Dzięki nowelizacji ustawy z 2012 r. można było ponownie dokonać rekompensat za straty z lat poprzednich. Od 2018 r. po raz pierwszy w historii austriackiej energetyki wiatrowej, całkowita zainstalowana moc wynosi ponad 3 000 MW. Z powodów związanych z polityką energetyczną jest to postrzegane jako ważny kamień milowy dla kraju o już wysokim udziale energii odnawialnej w związku z wykorzystaniem energii wodnej. Polityczne cele ustawy o ekologicznej energii elektrycznej zostały osiągnięte.

Pod koniec 2018 roku w Austrii do sieci było przyłączonych 1 313 turbin wiatrowych o mocy nominalnej 3 045 MW<sub>el</sub>. Taka moc umożliwia roczną produkcję energii elektrycznej na poziomie 7 TWh, co odpowiada około 11% zużycia energii w Austrii. W porównaniu ze stanem na koniec 2017 r. potencjał wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatrowej wzrósł o 7%. Jednak rozwój energetyki wiatrowej w ostatnich latach malał. W 2014 r., który był ja dotąd najsilniejszym rokiem ekspansji energii wiatrowej

w Austrii, zbudowano 141 turbin wiatrowych o łącznej mocy 411 MW, a w roku 2018 r. już tylko 53 turbiny. Według raportów branżowych powodem były niewystarczające warunki ramowe. Pod względem technologicznym w roku 2018 dominowała klasa mocy turbin wiatrowych 3 MW<sub>el</sub> o średniej średnicy wirnika 114 metrów.



Rysunek 4: Rozwój energii wiatrowej w Austrii do roku 2018 (Innowacyjne technologie energetyczne w Austrii, Rozwój rynku 2018, 2019)

## 2.2. Aktualna promocja energii z OZE

### 2.2.1. Korytarz dla rozwoju energii odnawialnych

Austria prowadząc swoją strategię klimatyczną i energetyczną w roku 2018 r. (poprzedni Rząd Federalny) zadeklarowała się co do osiągnięcia międzynarodowych celów. Miało to zostać osiągnięte poprzez ścieżkę dekarbonizacji w celu zapewnienia neutralności klimatycznej do 2050 r. Odnawialne źródła energii nadal stanowią kluczowy element i ich ekspansja powinna do roku 2030 osiągnąć stan pełnego krajowego zaopatrzenia w energię elektryczną. W tym celu strategia klimatyczno-energetyczna przewiduje przyspieszenie rozwoju fotowoltaiki dzięki programowi „100 000 dachów”. Rozbudowie powinna ulec również energetyka wiatrowa i wodna. Rola

biomasy w wytwarzaniu energii elektrycznej jest uważana za drugorzędą. Jej zastosowanie koncentruje się raczej na zdecentralizowanych strukturach kogeneracyjnych w celu dostarczania ciepła.

Cele technologiczne zostały jak dotąd określone w austriackiej ustawie o ekologicznej energii elektrycznej (ostatnia zmiana w 2012 r.). W tym celu w § 4 Ustawy o ekologicznej energii elektrycznej (ÖSG) sformułowano cele rozwoju na lata 2010–2020 (Rząd Federalny Austrii, 2012):

- Energia wodna: 1 000 MW (odpowiada 4 TWh)
- Energia wiatrowa: 2 000 MW (odpowiada 4 TWh)
- Biomasa /Biogaz: 200 MW (odpowiada 1,3 TWh)
- Fotowoltaika: 1 200 MW (odpowiada 1,2 TWh)

W przypadku energii wiatrowej i energii wodnej odniesiono się do restrykcji związanych z dostępnymi lokalizacjami.

Dzięki strategii klimatyczno-energetycznej podjęto decyzje o nowelizacji ustawy o ekologicznej energii elektrycznej w 2020 r. Nowy Rząd Federalny uzgodnił w programie rządowym neutralność klimatyczną do roku 2040. Na chwilę obecną trwają oszacowania wpływu na rozwój energii z OZE i nowelizacji ustawy o ekologicznej energii elektrycznej.

## **2.2.2. Struktura wsparcia**

### **2.2.2.1. Wstęp**

Ekologiczne elektrownie w rozumieniu ustawy o ekologicznej energii elektrycznej (ÖSG) (ostatnia zmiana w 2012 r.) to elektrownie wytwarzające energię elektryczną, działające w oparciu o odnawialne źródła energii (biomasę stałą i płynną, biomasę gazową, energię wiatrową, fotowoltaikę, gaz wysypiskowy i gnilny, energię geotermalną, małe elektrownie wodne). Wsparcie jest gwarantowane przez 15 lat dla nowych instalacji, które zostaną uruchomione po wejściu w życie ustawy federalnej, dla technologii zależnych od surowców (biomasa stała i płynna, biogaz) oraz przez 13



lat dla wszystkich innych technologii ekologicznej energii elektrycznej. W przypadku systemów, które są zależne od surowców, wsparcie finansowe może zostać przedłużone pod pewnymi warunkami (stopień zużycia paliwa na poziomie co najmniej 60%) do 20 lat od daty uruchomienia ze zmniejszonym dalszym wsparciem finansowym (koszty bieżące) (§ 17 Ustawy o ekologicznej energii elektrycznej/ÖSG 2012).

Po wygaśnięciu terminu płatności subsydiowanych taryf gwarantowanych przez Izbę Rozliczeniową dla ekologicznej energii elektrycznej AG (OeMAG) istnieje możliwość sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej OeMAG po cenach rynkowych po potrąceniu kosztów energii bilansującej. Przekazanie zadań odbywa się zgodnie z § 37 Ustawy o ekologicznej energii/ÖSG. OeMAG przyjmuje rolę centralnego (państwowego) dostawcy ekologicznej energii elektrycznej (dla porównania w Niemczech jest to zadanie operatorów systemów przesyłowych lub prywatnych, bezpośrednich sprzedawców), który ma również dodatkowe obowiązki w zakresie kontroli (w tym przestrzegania zasad rynkowych i uzgadniania danych w celu uniknięcia niewłaściwego wykorzystania dotacji) oraz obowiązki sprawozdawcze wobec Rządu Federalnego.

Cena rynkowa jest co kwartał publikowana na stronie internetowej E-Control. Koszty związane z energią bilansującą są ustalane co roku i można je znaleźć na stronie internetowej E-Control (E-Control, 2015) (ÖSG, 2012).

Finansowe wsparcie ekologicznej energii elektrycznej przybiera formę rozłożenia kosztów na użytkowników sieci publicznej (§ 45 Ustawy o ekologicznej energii elektrycznej/ÖSG). Wysokość była ustalona przepisami prawa do roku 2014 w zależności od poziomu sieci. Od roku 2014 wysokość określa rozporządzenie.

#### **2.2.2.2. Taryfa gwarantowana**

Jednym ze sposobów wsparcia ekologicznych elektrowni jest stosowanie taryf feed-in za pośrednictwem OeMAG. Z tej opcji można korzystać w ramach dostępnego budżetu w przypadku technologii zależnych od surowców i technologii niezależnych od



surowców, z wyjątkiem systemów fotowoltaicznych o mocy poniżej 5 kW<sub>peak</sub> i średnich elektrowni wodnych.

Aby kwalifikować się do wsparcia, muszą być spełnione następujące warunki.

1. Posiadanie wszystkich niezbędnych pozwoleń

Elektrownie muszą być zatwierdzone zgodnie z prawem energetycznym. Podstawę stanowią Ustawa o gospodarce elektroenergetycznej i organizacji/EIWOG oraz odpowiednie przepisy wykonawcze krajów związkowych. W poszczególnych przypadkach może być konieczne przedłożenie różnych zezwoleń: jak np. zezwolenie (zatwierdzenie) powiadomienie z zakresu prawa energetycznego, decyzja w sprawie instalacji systemu, zawiadomienie o pozwoleniu na budowę, zezwolenie z zakresu prawa wodnego, leśnego, gospodarki odpadami, ocena oddziaływania na środowisko (certyfikat OOS).

2. Uznanie za ekologiczną elektrownię (decyzja)

Ekologiczna elektrownia musi zostać uznana przez premiera rządu danego kraju związkowego (porównywalnego z polskim województwem), w którym powinna powstać. (Decyzja o uznaniu zgodna z § 7 Ustawy o ekologicznej energii elektrycznej z 2012 r.).

3. Wniosek o wsparcie do OeMAG

Wniosek należy złożyć przez stronę OeMAG <http://www.oem-ag.at/de/foerderung/>. Kolejność jest zgodna z zasadą „kto pierwszy, ten lepszy”. Wniosek należy złożyć zgodnie z Ogólnymi Warunkami OeMAG.

4. Dostępność środków wsparcia (rozmiar wsparcia zgodny z umową)

Zawarcie umowy z OeMAG jest możliwe do momentu wyczerpania założonego dodatkowego wsparcia dostępnego w całej Austrii. W celu ustalenia wielkości wsparcia wielkość finansowania wymagana dla instalacji jest obliczana poprzez pomnożenie maksymalnej ciągłej mocy elektrycznej zawartej w

specyfikacji instalacji przez średnią roczną liczbę godzin pełnego obciążenia i aktualnie obowiązującą taryfę gwarantowaną. Ilość pozostałego wsparcia finansowego dla całej Austrii jest codziennie publikowana na stronie internetowej OeMAG.

#### 5. Zawarcie umowy z OeMAG

Gdy tylko dokumenty będą w pełni dostępne i będzie dostępna odpowiednia kwota dotacji, zostanie zawarta umowa z OeMAG. Dopiero ta umowa stanowi zobowiązanie finansowe do zapłaty taryfy gwarantowanej. Jednocześnie instalacja ekologicznej energii elektrycznej z grup bilansujących jest przypisywana do OeMAG. Jeżeli umowa w sprawie odbioru ekologicznej energii elektrycznej nie mogła zostać zawarta z wnioskodawcą ze względu na wyczerpanie dostępnej wielkości dotacji, to z wnioskodawcą w ciągu trzech kolejnych lat kalendarzowych (za wyjątkiem fotowoltaiki) może zostać zawarta umowa na odbiór ekologicznej energii elektrycznej z uwzględnieniem jego pozycji na liście (czas złożenia wniosku), o ile wnioskodawca w dalszym ciągu będzie tego chciał i w tych latach będą w budżecie jeszcze wolne środki.

#### 6. Terminowe uruchomienie instalacji ekologicznej energii elektrycznej

Jeśli uruchomienie nie nastąpi w ciągu:

- 12 miesięcy w przypadku fotowoltaiki
- 36 miesięcy w przypadku elektrowni wiatrowej oraz
- 24 miesięcy w przypadku innych instalacji

od daty przyjęcia wniosku, to umowę na odbiór ekologicznej energii elektrycznej uznaje się za rozwiązaną, chyba że wnioskodawca może w sposób wiarygodny potwierdzić, że przyczyny tej sytuacji nie leżą po jego stronie. Wielkość taryfy gwarantowanej zwolniona po rozwiązaniu niniejszej umowy jest dodawana do całkowitej dostępnej wielkości taryfy gwarantowanej odpowiedniej kategorii w bieżącym roku kalendarzowym.

## 7. Zasilanie sieci publicznej

Dotacja może być przyznana tylko do ilości energii dostarczanej do sieci publicznej. Wymaga to umowy o dostępie do sieci z lokalnym operatorem sieci. OeMAG jest zobowiązana do przyjęcia dostawy tylko wtedy, gdy cała energia elektryczna wprowadzona z instalacji ekologicznej do publicznej sieci jest dostarczana do centrum rozliczeniowego (Ökostromabwicklungsstelle) w okresie co najmniej 12 miesięcy kalendarzowych, a operator tego systemu jest członkiem grupy bilansującej uwzględniającej ekologiczną energię elektryczną. Z obowiązków współpracy OeMAG wynikają m.in. następujące zadania dla operatorów ekologicznych elektrowni, które są niezbędne do sporządzania prognoz OeMAG (OeMAG, 2019) (E-Control, 2015):

### *Powiadamianie o przestojach*

Producenci ekologicznej energii elektrycznej muszą jak najszybciej poinformować biuro rozliczeń ekologicznej energii elektrycznej o planowanych przestojach za pośrednictwem poczty elektronicznej lub innych dostępnych środków komunikacji.

### *Powiadomienie odnośnie harmonogramu produkcji energii elektrycznej*

Harmonogramy wytwarzania energii elektrycznej dla następnego dnia roboczego muszą zostać przesłane najpóźniej do godz. 8:30 danego dnia roboczego lub przed sobotami, niedzielami i/lub dniami wolnymi ustawowo odpowiednio na następną sobotę, niedzielę i/lub dzień wolny ustawowo oraz na następny pierwszy dzień roboczy do biura rozliczeń ekologicznej energii elektrycznej. Przesyłanie harmonogramów wytwarzania odbywa się zgodnie z obowiązującymi Zasadami Rynkowymi. Producent ekologicznej energii elektrycznej używa oznaczenia punktu licznika jako oznaczenie węzła.

### *Meteorologiczne lub hydrologiczne dane historyczne*

O ile dane istnieją i są odnotowane przez producentów ekologicznej energii elektrycznej, muszą oni każdego pierwszego dnia miesiąca przekazywać

wszystkie istotne meteorologiczne lub hydrologiczne dane historyczne dotyczące instalacji ekologicznej za pomocą poczty elektronicznej lub w inny sposób do centrum rozliczeniowego ekologicznej energii elektrycznej.

Inne zobowiązania do współpracy wynikają w szczególności w ramach zarządzania okręgiem bilansującym („Grupa bilansująca”). Oprócz poprawy prognozy wytwarzania energii dotyczy to zmniejszenia zapotrzebowania na energię bilansującą, bezpłatnego transferu odpowiednich danych wejściowych (z pomiaru online) i redukcji zasilania w celu zminimalizowania energii bilansującej w porozumieniu z operatorem.

#### 8. Wypłata taryfy gwarantowanej

Wysokość taryfy gwarantowanej jest określona w Rozporządzeniu dotyczącym ekologicznej energii elektrycznej w danym roku i można ją znaleźć na stronie internetowej E-Control. W przypadku instalacji fotowoltaicznych o mocy od 5 do 200 kW na budynkach lub w ich pobliżu, dotacja wynosi 7,67 ct/kWh (dodatkowa dotacja inwestycyjna w wysokości 30%, maksymalnie 250 EUR/kW<sub>peak</sub>, a dla turbin wiatrowych 8,12 ct/kWh każdorazowo przez okres 13 lat (ÖSET-VO, 2018).

Zgodnie z Ogólnymi Warunkami OeMAG terminem płatności za dostarczone ilości energii z poprzedniego miesiąca jest ostatni dzień miesiąca (np. 31.05.2020 r. za ilości w maju 2020).

### 2.2.2.3. Wsparcie w formie dodatku inwestycyjnego

#### Elektrownie wodne

Małe i średniej wielkości elektrownie wodne mogą otrzymywać wsparcie za pośrednictwem OeMAG w ramach dostępnych w budżecie środków w formie dodatków inwestycyjnych. Na stronie internetowej OeMAG są przedstawione wymagania do otrzymania wsparcia inwestycji małych i średniej wielkości elektrowni wodnych.

Dodatki inwestycyjne dla małych i średniej wielkości elektrowni wodnych mają ustalony prawnie górny limit (wymóg: wymagane wsparcie do prowadzenia działalności gospodarczej). Obliczanie wielkości inwestycji danej instalacji regulują przepisy prawne. Dla małych elektrowni wodnych dostępna jest roczna kwota dotacji inwestycyjnych w wysokości 16 milionów EUR.

*Tabela 2: Górne limity wsparcia w postaci dodatków inwestycyjnych w przypadku elektrowni wodnych zgodnie z ÖSG (E-Control, 2015)*

<b>Wielkość elektrowni wodnej</b>	<b>Górny limit wsparcia – dodatek inwestycyjny</b>
Zainstalowana moc do 500 kW	max 30%, max 1 500 €/kW
Zainstalowana moc do 2 000 kW	max 20%, max 1 000 €/kW
Zainstalowana moc do 10 000 kW	max 10%, max 400 €/kW
Średniej wielkości elektrownie wodne	max 10%, max 400 €/kW

### **Instalacje fotowoltaiczne**

Fundusz Klimatyczno-Energetyczny austriackiego Rządu Federalnego wspiera stosowanie instalacji wytwarzających energię elektryczną chroniących klimat i środowisko i tą promocją wspiera budowę instalacji fotowoltaicznych.

Wsparcie otrzymują wyłącznie nowo wybudowane i prowadzone na pracę równoległą do sieci instalacje fotowoltaiczne. Wsparcie ma postać bezzwrotnego dodatku ryczałtowego. Przy tym rozróżniane są instalacje pojedyncze (instalacja fotowoltaiczna na lub przy budynku) oraz instalacje wspólnotowe (instalacja fotowoltaiczna dla co najmniej dwóch budynków mieszkalnych lub komercyjnych) (patrz Tabela 3).

*Tabela 3: Dodatki inwestycyjne dla małych instalacji fotowoltaicznych z funduszu klimatyczno-energetycznego (2019) (Klima-und Energiefonds, 2019)*

<b>Typ instalacji</b>	<b>Typ konstrukcji</b>	<b>Dodatek inwestycyjny</b>
Pojedyncza instalacja	Dach	250 Euro/kWpeak

	Zintegrowana z budynkiem	350 Euro/kW <sub>peak</sub>
Instalacja wspólnotowa	Dach	200 Euro/kW <sub>peak</sub>
	Zintegrowana z budynkiem	300 Euro/kW <sub>peak</sub>

Jeżeli budowa systemu fotowoltaicznego jest przyznana prawnie pod pewnymi warunkami ramowymi, to określona moc nie może być dotowana w ramach programu „Systemy fotowoltaiczne” Funduszu Klimatyczno-Energetycznego. Podobnie instalacja złożona z używanych modułów fotowoltaicznych również nie kwalifikuje się do otrzymania wsparcia.

Oprócz małych instalacji fotowoltaicznych instalacje fotowoltaiczne w rolnictwie i leśnictwie od 5 kW do 50 kW oraz instalacje do magazynowania energii elektrycznej do 3 kWh/kW (w odniesieniu do mocy instalacji fotowoltaicznej) otrzymują wsparcie za pośrednictwem Funduszu Klimatyczno-Energetycznego. Wnioski o wsparcie mogą być składane w zależności od dostępnego budżetu przeznaczonego na dotacje jeszcze do 20.11.2020 r. Składać je mogą wszystkie austriackie przedsiębiorstwa rolnicze i leśne. Dla każdego wnioskodawcy (na każdy numer firmy) można wnioskować o wsparcie dla maksymalnie 50kW<sub>peak</sub> i maksymalnie 3 kWh/kW użytecznej pojemności magazynu.

### 3. Modele biznesowe zdecentralizowanych systemów energetycznych

#### 3.1. Wstęp

Ekspansja energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w Austrii podlega tym samym wyzwaniom, co w Niemczech. Mechanizmy rynkowe i konkurencja dla w większości zamortyzowanych konwencjonalnych elektrowni stanowią utrudnienie dla rzeczywistej sytuacji konkurencyjnej opartej na wyrównanych kosztach energii elektrycznej. Przy tym globalny rozwój, szczególnie w drodze przetargów, pokazuje, że odnawialne źródła energii mogą być konkurencyjne w stosunku do nowych konwencjonalnych elektrowni. Przykładowo na aukcjach w Arabii Saudyjskiej jest sprzedawana energia z dużych instalacji fotowoltaicznych na poziomie 2 ct/kWh. Nawet w mniej słonecznych Niemczech energia z instalacji fotowoltaicznych oscyluje na poziomie od 4 do 5 ct/kWh. Jeżeli weźmie się pod uwagę w przypadku nowoczesnych elektrowni węglowych rozwój cen w Europejskim Systemie Handlu Emisjami i rosnące ceny węgla, to instalacje PV są wyraźnie tańsze.

Kwestią jest znalezienie wzoru rynkowego po zakończeniu dofinansowania. W Austrii ten punkt czasowy zbliża się szybciej niż w Niemczech ze względu na krótszy okres przyznawania dotacji. Instrumenty opisane w raporcie na temat niemieckiego rynku energii elektrycznej są stosowane w Austrii w równym stopniu lub stanowią odpowiednią opcję, szczególnie w odniesieniu do instalacji ekologicznych, które kończą swój okres wsparcia:

- Power Purchase Agreement (PPA)
- Dostawa P2P

Należy odnieść się do odpowiednich uwag zawartych w sprawozdaniu na temat niemieckiego rynku energii elektrycznej. Kwestie specyficzne dla Austrii, dotyczące wirtualnych elektrowni (w szczególności dotyczących dostarczania energii bilansującej), tak zwanych elektrowni komunalnych i alternatywnych modeli finansowania omówiono poniżej.



### 3.2. Tło i rozwój cen energii odnawialnych

W roku 2019 weszła w życie mała nowelizacja Ustawy o ekologicznej energii elektrycznej (2012). Cel stanowiło w szczególności obniżenie taryfy stałego wynagrodzenia za energię odnawialną. Wyniki przetargów w Niemczech stanowiły odpowiedni wzór do prezentacji zmniejszenia kosztów w przypadku energii odnawialnych poprzez rozwój technologii i produkcję masową.

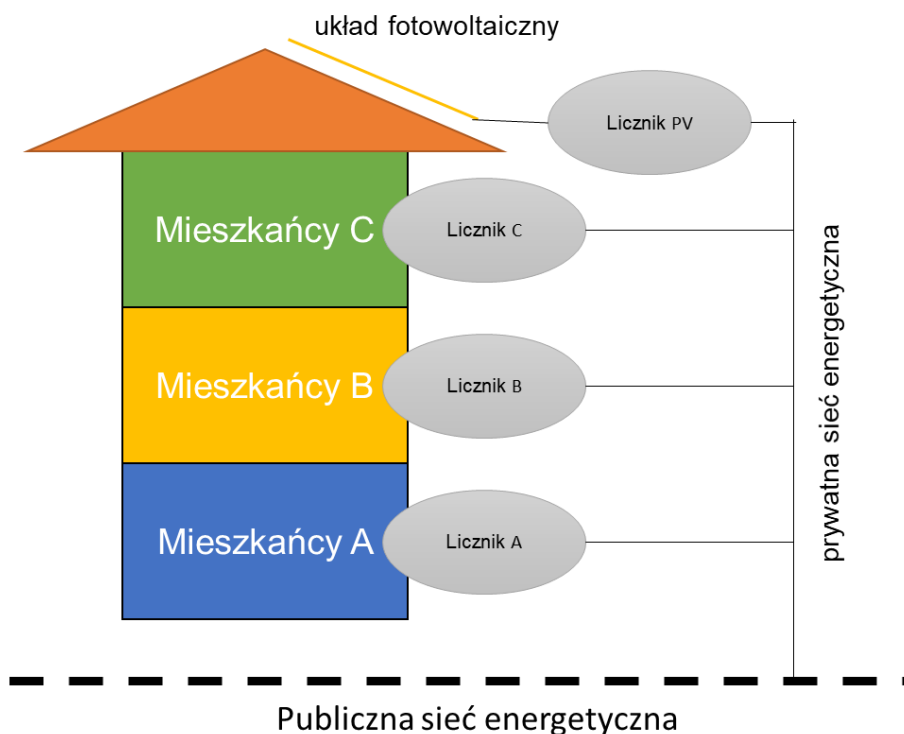
W przeciwieństwie do niemieckiego podejścia Austria nadal dąży do uzyskania stałego wynagrodzenia bez przetargów. Jednak maksymalna możliwa kwota dotacji dostępna dla OeMAG jest prawnie ograniczona. W ten sposób odbywa się pośrednio kontrola wolumenu. Zgodnie z § 23 Ustawy o ekologicznej energii/ÖSG roczna wielkość wsparcia w wysokości 50 mln EUR udostępniono OeMAG dla nowo zakontraktowanych ekologicznych elektrowni. Łączy się to z istniejącym wsparciem. Ze względu na krótszy okres dotacji w porównaniu z Niemcami i dodatek inwestycyjny związany z technologią zakładane koszty są ograniczone.

Obecny Rząd Federalny (ÖVP/Zieloni) uzgodnił w umowie koalicyjnej neutralność klimatyczną do roku 2040. Będzie to wymagać zmiany prawodawstwa energetycznego, w szczególności Ustawy o ekologicznej energii elektrycznej. Tło i możliwe cele nie są jeszcze znane. Z myślą o ekologicznych instalacjach energii elektrycznej, które zostaną wyłączone z dotacji w połowie 2020 r. konieczne będą odpowiednie warunki ramowe w zakresie marketingu i programu wsparcia.

### 3.3. Wspólnotowe instalacje wytwarzające energię elektryczną – §16a-instalacje

W tak zwanej „małej nowelizacji ekologicznej energii elektrycznej” w 2017 r. „wspólnotowe instalacje wytwarzające energię elektryczną” stanowiły ważną innowację. W tym celu w § 16a Ustawy o gospodarce energetycznej i organizacji (EIWOG) dodano odpowiednie przepisy. Model ten jest porównywalny z niemiecką dotacją do sąsiedzkich instalacji energii elektrycznej (Mieterstrom), która jest jednak ograniczona tylko do fotowoltaiki dachowej.

Głównym celem, do którego powinno się dążyć, jest wspólne wykorzystanie energii elektrycznej z instalacji wytwarzającej energię bezpośrednio na miejscu. Nie ma ograniczeń dotyczących technologii ani rodzaju uczestników. Istotnym modelem docelowym jest budynek mieszkalny z odpowiednią powierzchnią dachu na fotowoltaikę, ale w centrum uwagi znajdują się również instalacje micro-CHP (mikrokogeneracji). W zależności od warunków ramowych należy wybrać odpowiedni model operacyjny.



*Rysunek 5: Graficzne przedstawienie możliwej realizacji wspólnotowej instalacji wytwarzającej energię elektryczną zgodnie z § 16a EIWOG [prezentacja własna]*

Najpierw należy zdefiniować następujące role:

**Inwestor:** Inwestorami mogą być albo sami właściciele domu lub dachu, stowarzyszenie, kontrahent albo dostawca energii, który wynajmuje powierzchnię dachu.

**Operator:** Operatorem może być albo inwestor albo inny podmiot (każda osoba fizyczna lub prawna). Jego zadaniem jest bycie stroną umowy z operatorem sieci

(dystrybucji) i dostawcą energii oraz rozliczanie energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych wytwarzanej i zużywanej na miejscu.

Koszty wynajmu dachu, budowy i utrzymania instalacji są finansowane albo z ceny wyprodukowanej energii elektrycznej z fotowoltaiki, kwoty ryczałtowej, albo z obu wariantów. Wytworzona energia elektryczna nie może być dostarczana innym stronom za pośrednictwem sieci publicznej. Z technicznego punktu widzenia należy zauważyć, że zasilanie odbywa się tylko wewnątrz „sieci prywatnej”.

Poprawka umożliwi beneficjentom uczestniczącym (każdemu domostwu, które chce uczestniczyć w instalacji wytwarzającej energię) z perspektywy prawa energetycznego wykorzystanie energii elektrycznej wytworzonej ze wspólnej instalacji fotowoltaicznej (lub dowolnej innej elektrowni) (patrz 5) i na mocy prawa prywatnego regulację dystrybucji wytwarzanej energii elektrycznej.

Należy zdefiniować, jaki udział każda ze stron posiada w wytworzonej energii elektrycznej ze wspólnotowej instalacji fotowoltaicznej oraz w jaki sposób jest to rozliczane. Rozróżnia się podział statyczny i dynamiczny, przy czym oba (przy użyciu Smart Metering / z ang. inteligentnego licznika) w odstępach kwartalnych porównują wytwarzanie i zużycie.

- Podział statyczny: W przypadku podziału statycznego stała część wytwarzania energii z instalacji fotowoltaicznej jest zarezerwowana dla jednej strony. Jeżeli ten udział w wytwarzaniu energii nie zostanie wykorzystany w odpowiednim kwadransie, to uznaje się go za nadwyżkę wprowadzoną do sieci, która jest sprzedawana uzgodnionemu klientowi. Zaletą podziału statycznego jest to, że łatwiejsze jest rozliczanie. Efekt nadwyżki (obliczeniowej) przy proporcjonalnym niepełnym zużyciu prowadzi jednak do tendencji zmniejszonej ogólnej kwoty (obliczeniowego) wykorzystania wytwarzanej energii elektrycznej na miejscu.
- Podział dynamiczny: Tutaj dostępna energia elektryczna z instalacji fotowoltaicznej jest początkowo dystrybuowana do wszystkich uczestników, podobnie jak w przypadku podziału statycznego. Jeśli uczestnik potrzebuje w

danym momencie mniejszej ilości energii, to pozostały udział jest dzielony między wszystkich uczestników o wyższym zapotrzebowaniu. W ten sposób wzrasta zużycie własne, ale rozliczanie jest bardziej złożone.

Wcześniej do podziału i rozliczenia konieczne było stosowanie skomplikowanych i niejasnych ekonomicznych metod (takich jak np. podział instalacji obejmujący kilka falowników dla poszczególnych instalacji). Klucz podziału między poszczególnymi stronami może teraz zasadniczo podlegać określonej zasadzie, a w skrajnych przypadkach jest dzielony na różne klucze co kwadrans, przy czym praktyczna wykonalność zależy nie tylko od odpowiedniego operatora sieci. Do tego wymagane są dane dotyczące wytwarzania energii i zużycia przez uczestników przez 15 minut, co zapewnia synchronizację produkcji i zużycia oraz rozliczanie, co odpowiada przydziałowi opłat zgodnie z przeznaczeniem. W każdym przypadku klucz dystrybucyjny musi zostać przekazany operatorowi sieci odpowiedzialnemu za przygotowanie danych pomiarowych.

Swobodny wybór dostawcy jest dodatkowo zagwarantowany przez wariant wspólnotowej instalacji wytwarzającej energię.

Dla usługi świadczonej przez operatora sieci utworzono inną opłatę w związku z rozliczaniem i podziałem udziałów w wytwarzaniu i zużyciu energii przez uczestniczących beneficjentów. W związku ze wspólnymi instalacjami generującymi energię elektryczną rzeczywisty wysiłek operatora sieci polega z jednej strony na ustanowieniu i zmianie klucza podziału, a z drugiej strony na zarządzaniu danymi i przetwarzaniu danych dotyczących energii ze wspólnotowej instalacji i obiektów należących do uczestniczących beneficjentów. Ze względu na poniesione koszty uzupełniono Rozporządzenie o opłatach za korzystanie z systemu z 2018 r. (SNE-V 2018) o § 11 ust. 1 Z 5.

Ogólnie rzecz biorąc wspólnotowe instalacje wytwarzające energię mogą być szczególnie przydatne w nowych budynkach. Realizacja w trakcie budowy nowego budynku jest znacznie łatwiejsza. Dla istniejących budynków występują różne przeszkody, np. związane z prawem zamieszkania.

Na początku 2019 r. zgodnie z tym modelem działało 57 instalacji, pozostałych 189 jest wdrażanych oraz 134 są w planach (E-Control, Raport dotyczący ekologicznej energii / ÖKOSTROMBERICHT 2018, 2018); (TU Wien, 2019).

### **3.4. Modele finansowania**

#### **3.4.1. Model książeczki oszczędnościowej/certyfikat oszczędnościowy**

Certyfikaty oszczędnościowe są zwykle opracowywane i wydawane we współpracy lokalnej instytucji kredytowej, zwykle lokalnej kasy oszczędnościowej z lokalnym dostawcą energii. Lokalny bank łączy depozyty (o stałym oprocentowaniu) obywateli i przekazuje je zakładom miejskim/gminnym jako pożyczkę. Obywatele nie mają możliwości udziału w tym modelu; nie ma bezpośredniego związku między projektem a oszczędnościami. Niemniej jednak chodzi w przypadku zakładów miejskich i gminnych o jakąkolwiek formę finansowego udziału obywateli. Po stronie dostawców energii dominują względy wizerunkowe i motyw lojalności klientów. Praktycznie nie ma ryzyka utraty reputacji: tylko w przypadku, gdy kasa oszczędnościowa wydająca certyfikat, zwykle finansowana przez władze lokalne, złożyłaby wniosek o upadłość, naraziłoby to odsetki i depozyty. Pod tym względem chodzi o inwestycję stosunkowo niskiego ryzyka (Holstenkamp & Radtke, 2018).

Ten wariant oferuje między innymi grupa banków Raiffeisenbank NÖ-Wien. Model składa się z dedykowanej książeczki oszczędnościowej z dobrymi warunkami dla oszczędzających i pożyczkobiorców.

#### **3.4.2. Sale-and-Lease-back**

W Austrii opracowano model sprzedaży i leasingu zwrotnego (Sale-and-Lease-Back-Model) w celu uczestnictwa obywateli w projektach fotowoltaicznych. Od kilku lat ten model jest oferowany również w odniesieniu do turbin wiatrowych.

Zainteresowane strony nabywają prawa współwłasności do instalacji fotowoltaicznej (np. moduł). Instalacja jest zakładana przez przedsiębiorstwo dostarczającą energię elektryczną zainteresowanym stronom i po montażu zostaje im wynajęta. W tym celu

przedsiębiorstwo dostarczające energię płaci ustaloną stałą kwotę rocznie jako czynsz. Pod koniec okresu użytkowania instalacji dostawca energii odkupuje moduły słoneczne. Ryzyko jest ograniczone, ponieważ u dostawcy energii przedsiębiorstwo uważane za wypłacalne może z dużym prawdopodobieństwem dokonać rocznej płatności i ostatecznego zakupu. (Holstenkamp & Radtke, 2018).

### **3.4.3. Nota kredytowa na prąd ‘Stromgutschriften’**

Tę formę uczestnictwa należy postrzegać wyłącznie wirtualnie. Nie jest wymagana żadna specjalna forma prawna. Oferujący ten model może być dowolnym, działającym na rynku dostawcą energii elektrycznej, który obsługuje sieć elektryczną w obszarze zaopatrzenia danej gminy. Zakłady miejskie, gminne lub lokalny dostawca energii elektrycznej montują i zarządzają na własny koszt i ryzyko np. instalację fotowoltaiczną na dachu prywatnego lub komercyjnego budynku. Instalatorzy sprzedają zainteresowanym podmiotom świadectwa udziałowe, które są powiązane z prawem do bezpłatnego pobierania energii elektrycznej z systemu fotowoltaicznego przez określony czas. Odbiorcą tego modelu może być każda osoba fizyczna lub prawna, która jest odbiorcą energii elektrycznej u dostawcy oferującego ten system. Koszty planowania ponosi wyłącznie dostawca energii elektrycznej. Klienci otrzymują tylko umowę użytkowania, która określa w szczególności czas trwania (od 15 do 20 lat).

Minimalna kwota noty zależy od wielkości i liczby udziałów. W odniesieniu do instalacji fotowoltaicznej o teoretycznej rocznej minimalnej wydajności wynoszącej około 800 kWh na kW peak, daje to kwotę noty w wysokości np. 200 kWh na udział w wysokości 0,25 kWh lub 400 kWh na udział 0,5 kWh. Kredyt udzielany jest po bieżącej rocznej cenie rynkowej. Ponadto przyznawana jest premia, jeżeli dana instalacja fotowoltaiczna wytworzyła więcej energii elektrycznej. Powoduje to dla klienta zysk z kapitału dochodów z energii słonecznej i ceny rynkowej.

### **3.4.4. Model pożyczki**

W tej formie osoby prywatne udzielają spółce będącej operatorem np. instalacji fotowoltaicznej pożyczki, z tytułu której otrzymują (głównie znormalizowane, tj. stałe)





odsetki roczne. Na koniec uzgodnionego okresu pożyczkodawcy odzyskują cały swój kapitał. Ryzyko: ten model może bardzo łatwo spełnić kryteria działalności depozytowej wymagającej licencji bankowej, co może skutkować surowymi karami administracyjnymi dla operatora lub jego upoważnionych organów, jeśli operator nie posiada wymaganej koncesji.

W rozumieniu §1 ust. 1 Z 1 Ustawy o bankowości istnieje „Przyjmowanie środków zewnętrznych w celu zarządzania lub jako wkład”, jeżeli są spełnione następujące kryteria:

- przyjmowanie obcego kapitału
- prawo do zwrotu
- komercjalizm
- działania administracyjne o zakresie decyzyjnym

Pierwsze trzy punkty są przyznawane w każdym przypadku przy udzielaniu pożyczki. Z drugiej strony ostatni punkt można wykluczyć poprzez wąskie sformułowanie umowy kredytowej lub określonych w niej warunków. Jeśli więc pożyczkobiorca nie ma minimalnego pola decyzyjnego przy inwestowaniu otrzymanych pieniędzy, to ten punkt a tym samym istnienie transakcji depozytowej można uniknąć. Niemożliwe jest jednak określenie ogólnie obowiązującego sformułowania tekstu umowy, które określałoby takie stanowisko dla wszystkich możliwych modeli operatorów. Zestawienia możliwych działających firm (gminy, stowarzyszenia, spółki GmbH, spółki osobowe lub spółdzielnie) są zbyt różne, co zwykle wymaga porady prawnej. Przykładem jest decyzja organu nadzoru rynku finansowego podjęta wobec gminy Randegg w Dolnej Austrii, która chciała wdrożyć model pożyczki (NOE, 2020) (Brandstetter & Haslinger, 2012).

### **3.5. Wirtualne elektrownie do udostępniania energii bilansującej**

#### **3.5.1. Wstęp**

Według stanu na rok 2016, 17 dostawców było wstępnie zakwalifikowanych do austriackiego rynku energii bilansującej. W przypadku większości dostawców energii

bilansującej chodziło o byłych dostawców komunalnych lub krajowych. Ta wysoka koncentracja rynku, nawet po liberalizacji, utrudnia (zdaniem uczestników rynku) wejście na rynek nowych graczy. Dotyczy to w szczególności rynku agregacji – „Pool” o elastycznym obciążeniu i udziale odnawialnych źródeł energii. Niemniej jednak kilku agregatorów działa na austriackich rynkach rezerwy wtórnej i trójnej, takich jak np. Next Kraftwerke GmbH, która działa również w Niemczech.

### 3.5.2. Rynek energii bilansującej

Na austriackim rynku pierwotnej, wtórnej i trójnej energii bilansującej jest możliwy udział elektrowni, elastycznych obciążeń i rynku „Pool” m.in. z odnawialnymi źródłami energii.

W roku 2014 dostosowano zasady wstępnej kwalifikacji i zasady rynkowe w taki sposób, aby również mniejsze jednostki mogły łatwiej składać oferty rynkowe. Przegląd zasadniczych warunków ramowych przedstawiono w Tabeli 4. Na przykład rozmiary ofert z tak zwanej SRL (energii wtórnej) w Austrii, która odpowiada aFRR według ENTSO-E, i tak zwanej TRL (rezerwy trójnej) w Austrii, która odpowiada mFRR zgodnie z ENTSO-E, zostały zmniejszone odpowiednio do 5 MW i 1 MW. Jednak minimalny rozmiar jednostki technicznej do świadczenia SRL (energii wtórnej) wynosi 2 MW. W TRL odbywa się cotygodniowy przetarg, którego celem jest zagwarantowanie wystarczającej płynności. Ponadto przeprowadzane są codzienne przetargi z jednodniowym wyprzedzeniem (Day-Ahead), w których osiąga się 26–28% dodatnich i ujemnych mocy TRL (rezerwy trójnej). W przeciwieństwie do cotygodniowych przetargów, oferty składają się tylko z jednej ceny mocy. Takie codzienne przetargi prowadzono również dla SRL do czasu wprowadzenia wspólnego z Niemcami przetargu na wtórne bilansowanie energii. Ze względu na współpracę konieczne było jednak dostosowanie się do niemieckich zasad rynkowych. Jednak BNetzA w swoim dokumencie konsultacyjnym BNetzA (2015) sugeruje, że codzienne przetargi na rezerwę wtórną będą w przyszłości odbywały się również w Niemczech. Udział elastycznych obciążeń w rynku PRL (rezerwy pierwotnej) jest utrudniony ze względu na konieczność składania ofert symetrycznych.

W Austrii do przetargu wystawiono ogółem 65 MW rezerwy pierwotnej, 200 MW rezerwy wtórnej oraz 280 MW dodatniej i 170 MW ujemnej rezerwy trójnej. Jak dotąd żadnego elastycznego obciążenia/poboru nie zakwalifikowano wstępnie na austriackim rynku energii bilansującej.

Podobnie jak w Niemczech, każda pojedyncza instalacja wchodząca w skład puli energii bilansującej musi zostać wstępnie zakwalifikowana w Austrii. Istnieje jednak skrócona procedura dla instalacji podobnego typu. Ponadto austriackie rynki energii bilansującej charakteryzują się stosunkowo przystępnymi procesami realizacji. Centralnym instrumentem realizacji jest platforma danych austriackiej sieci energetycznej (APG), za pośrednictwem której organizowana jest wymiana danych między OSP, OSD, BKV (operator grupy bilansującej) i dostawcami energii bilansującej. W ten sposób jest realizowane za pomocą platformy np. zakomunikowanie wszystkim odpowiednim podmiotom ilości zapotrzebowania na energię lub moc w czasie rzeczywistym. Obecnie przygotowywana jest standardowa umowa rozliczeniowa, która jeszcze bardziej uprości rozliczenie między OSP, OSD, BKV i dostawcą energii bilansującej. W Austrii oferty (przyznane) są publikowane tylko w formie zagregowanej.

Podstawowa procedura opiera się na ogólnych warunkach wstępnej kwalifikacji, które domyślnie definiują punkt roboczy elastyczności po stronie obciążenia. Różnica w stosunku do tego punktu roboczego tworzy następnie udostępnianą rezerwę operacyjną. Z reguły tym punktem jest wartość mocy przed lub po aktywacji rezerwy. (APG, 2020) (Eßler, Haendel, & Klobasa, 2016).

*Tabela 4: Warunki dotyczące przetargu i udziału w rynku energii bilansującej w Austrii (APG, 2020)*

	<b>Rezerwa pierwotna</b>	<b>Rezerwa wtórna</b>	<b>Rezerwa rozruchowa</b>
Udział	Obciążenie i elektrownia (możliwa agregacja/Pools)		
Kwalifikacja wstępna	m.in. dostępność w ciągu 30 sekund	m.in. dostępność w ciągu 5 minut	m.in. dostępność w ciągu 15 minut

		W przypadku Pool: konieczna wstępna kwalifikacja każdej pojedynczej instalacji, w przypadku instalacji równorzędnych skrócony proces	
Rozmiar ofert	≥ 1 MW	Minimalna oferta 5 MW; Krok zwiększania oferty 1 MW; Jednostka techniczna > 2 MW	Minimalna oferta 1 MW; Maksymalna oferta 50 MW; Krok zwiększania oferty 1 MW; Jednostka techniczna > 2 MW
Czas przesyłania ofert	We wtorki, godz. 15	W środy, godz. 15	Market Maker, czwartek godz. 13; w dni robocze godz. 10.30
Struktura rynku i wynagrodzenie	Przetarg cotygodniowy połączenie rynków Niemiec, Belgii, Holandii, Szwajcarii i Austrii	Cotygodniowe przetargi Produkty: pn-pt Peak (8:00-20:00) oraz Off peak (Rest) oraz w weekend dodatek zgodny z najniższą ceną usługi Kooperacja z Niemcami: wspólna kolejność Merit-Order	Cotygodniowe przetargi Market Maker • cena usługi • produkty: pn-pt oraz weekend • zawsze 4-h przedziały czasu Dodatkowo przetarg Day-Ahead • tylko cena robocza • Składanie nowych ofert lub "korekta" udzielonych zamówień możliwa, obie w formule 'pay as bid'
Ilość w przetargu	+/- 65 MW	+/- 200 MW 80 MW dziennie - 170 MW, w tym 45 MW dziennie	+ 280 MW, w tym 80 MW dziennie - 170 MW, w tym 45 MW dziennie

## 4. Obywatelskie projekty energetyczne – formy prawne i przykłady

### 4.1. Wstęp

Wytwarzanie energii elektrycznej w Austrii tradycyjnie w dużej mierze opiera się na wykorzystaniu energii wodnej. Jej udział w krajowej produkcji energii elektrycznej wynosił 75% w 1970 r. i nadal wynosi 60% w 2018 r. Jednak w trakcie ekologicznego i antynuklearnego ruchu w latach 70. i 80. XX wieku znaczna część ludności zainteresowała się odnawialnymi źródłami energii poza energią wodną. W szczególności wykorzystanie energii wiatrowej wydawało się stanowić alternatywę dla dotychczasowych form wytwarzania energii. Podczas gdy utworzone przedsiębiorstwa energetyczne w Austrii (i podobnie jak w innych państwach członkowskich w UE) nie wykazywały zainteresowania wykorzystaniem tych nowych form wytwarzania energii,

w latach 90. powstało niewielkie środowisko skupiające osoby prywatne i stowarzyszenia entuzjastycznie nastawione do energetyki wiatrowej.

W tym czasie obywatelskie farmy wiatrowe powstawały już w Danii i Niemczech, a w mniejszym stopniu także w Szwecji i Czechach, które były wzorem dla austriackich pionierów w zakresie energetyki wiatrowej. Na tym tle od połowy lat 90. w Austrii powstawały pierwsze obywatelskie farmy wiatrowe. Większość tych farm wiatrowych powstała z inicjatywy lokalnych promotorów, którzy założyli farmę wiatrową we własnej gminie stosując model szerokiego uczestnictwa. Mniej więcej w tym samym czasie uruchomiono pierwsze programy wsparcia wykorzystania energii odnawialnych. Okazały się one jednak bardzo niespójne i czasami różniły się znacznie w zależności od kraju związkowego.

W szczególności model spółdzielni, który znacząco przyczynił się do ekspansji fotowoltaiki w Niemczech, w Austrii miał raczej wizerunek jako mało skuteczny i nieaktualny (Schreuer, 2012). Przyczynę tego stanowią łatwiejsze warunki zakładania spółdzielni w Niemczech (nowelizacja Ustawy o spółdzielniach z 2006 r., m.in. zmniejszenie minimalnej liczby członków założycieli z siedmiu do trzech, zmniejszenie liczby członków zarządu małych spółdzielni), wspierające inicjatywy założycielskie związków spółdzielczych oraz wsparcie na podstawie Ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Forma spółdzielni dla projektów energetycznych nie musi być jednak wyłącznym instrumentem uczestnictwa obywateli, ale może być środkiem dla różnych zainteresowanych stron (lokalnych firm, rolników, władz lokalnych) do wdrażania zdecentralizowanych projektów infrastruktury energetycznej (Yildiz, 2014). Model stał się bardziej interesujący dopiero po obniżeniu wymogu dotyczącego prospektu emisyjnego spółdzielni (od 750 000 EUR).

Pozytywnym przykładem jest farma wiatrowa Eberschwang w regionie Innviertel w Górnej Austrii, która została szczególnie zainspirowana działaniami prowadzonymi w Niemczech na początku lat dziewięćdziesiątych. Niezbędny kapitał własny na farmę wiatrową został zgromadzony przez prawie 300 osób, w większości mieszkańców

gminy. Na początku 1996 r. podłączono do sieci jedną z pierwszych farm wiatrowych w Austrii. W rzeczywistości w Austrii pojawiła się cała seria podobnych instalacji z udziałem obywateli – małe farmy wiatrowe, które są inicjowane i finansowane przez ludność lokalną i z regionu. Niektóre z tych inicjatyw przekształciły się również w średniej wielkości przedsiębiorstwa, które prowadzą elektrownie wiatrowe w różnych lokalizacjach w Austrii, a czasami także za granicą. Należą do nich W.E.B., Elektrownia Simonsfeld i ÖkoEnergie GmbH. Finansowanie nadal opiera się na udziale obywateli – w zależności od modelu można uczestniczyć w ramach jednej farmy wiatrowej lub w całym przedsięwzięciu.

Dopiero w roku 2003 wprowadzono ogólnokrajowy system taryfy gwarantowanej na energię elektryczną z elektrowni odnawialnych na mocy ustawy o ekologicznej energii elektrycznej. Podczas gdy pierwsze inicjatywy obywatelskie dotyczące farm wiatrowych nadal w większości musiały indywidualnie negocjować warunki dostarczania energii elektrycznej z odpowiednim regionalnym przedsiębiorstwem energetycznym, Ustawa o ekologicznej energii elektrycznej zapewniła od tego momentu jednolite ramy prawne. W porównaniu do obywatelskich farm wiatrowych, obywatelskie instalacje solarne są wciąż bardzo młodym zjawiskiem w Austrii. Mimo, że pierwsze próby w tym kierunku rozpoczęły się już w 1996 r., elektrownie fotowoltaiczne (PV) stały się powszechne dopiero od 2010 r. po tym, jak pozytywnie rozwinął się stosunek taryf gwarantowanych do kosztów modułów solarnych.

Po wybudowaniu pierwszych elektrowni obywatelskich w Austrii w drugiej połowie lat 90. XX wieku, rozprzestrzeniły się one na różne sposoby: poprzez replikację, rozwój indywidualnych inicjatyw, a ostatnio poprzez przejęcie przez uznane przedsiębiorstwa energetyczne. Zasadniczo można jednak stwierdzić, że udział społeczeństwa austriackiego w rynku odnawialnych źródeł energii ze względu na ogólne warunki jest mniej organizacyjny, a bardziej finansowy.

### *Replikacja*

Replikacja jest tutaj rozumiana jako proces, w ramach którego rozwijają się nowe projekty, których konfiguracja społeczno-techniczna jest w dużej mierze oparta na



istniejących projektach. W drugiej połowie lat 90. i na początku 2000 r. replikacja elektrowni obywatelskich, szczególnie w sektorze energetyki wiatrowej, była ważną formą ekspansji. Interesującym przykładem jest tutaj kraj związkowy Górnej Austrii, gdzie naśladownictwo i wymiana regionalna odegrały ważną rolę w ekspansji. W ten sposób w latach 1996–2005 w Górnej Austrii powstało dziesięć obywatelskich farm wiatrowych.

Wymiana regionalna obejmowała w szczególności zwiedzanie, zapraszanie osób zaangażowanych na szczeblu centralnym na wykłady, regionalne miejsca spotkań w celu wymiany, a także ekspertów (np. doradców podatkowych), którzy pracowali nad kilkoma inicjatywami, zapewniając w ten sposób przepływ wiedzy. W indywidualnych przypadkach kolejne projekty w okolicy były uwzględniane w ramach istniejących inicjatyw, a w niektórych przypadkach również wdrażane. Generalnie jednak nie podejmowano prób rozszerzenia działalności poza ich własne najbliższe otoczenie. Większość operatorów wolała zrezygnować z innych lokalnych inicjatyw w celu wdrożenia dodatkowych farm wiatrowych. Replikacja obywatelskich farm wiatrowych w Górnej Austrii pozostała jednak ograniczona i po 2005 r. całkowicie uległa zatrzymaniu. Mogło to wynikać przede wszystkim z istniejącego umiarkowanie dobrych lokalizacji dla farm wiatrowych i restrykcyjnej praktyki zatwierdzania w zakresie użytkowania gruntów na szczeblu krajowym. Sytuację utrudniał jednak fakt, że wraz z rosnącymi rozmiarami turbin wiatrowych dostępnych na rynku, znacznie wzrosły również wymagania dotyczące procesu planowania i zatwierdzania. Lokalne inicjatywy oparte na wolontariacie szybko osiągnęły swoje granice.

### *Rozwój indywidualnych inicjatyw*

Oprócz replikacji, rozwój poszczególnych inicjatyw znacznie przyczynił się do ekspansji elektrowni obywatelskich w sektorze energii wiatrowej. Wraz z rozwojem rozpoczęła się również profesjonalizacja, która pozwoliła sprostać rosnącym wymaganiom dotyczącym planowania i eksploatacji farm wiatrowych.

Trzy inicjatywy w kraju związkowym Dolnej Austrii, które przyczyniły się do powstania w latach 1995–1998 pierwszej farmy wiatrowej, w ciągu kilku lat przekształciły się w

średniej wielkości firmy. Pod koniec 2013 r. te trzy firmy były odpowiedzialne za ogółem 400 MW zainstalowanej mocy energii wiatrowej, a tym samym za około 25% zainstalowanej mocy w energetyce wiatrowej w Austrii. W ich rozwoju – od małych, w dużej mierze lokalnych inicjatyw z sektora energii wiatrowej, po średniej wielkości firmy – można zauważyć wiele podobieństw.

Po pomyślnym wdrożeniu pierwszej farmy wiatrowej najpierw w najbliższych położonych gminach opracowano pierwsze projekty będące naśladowcami. Zakres działania tych inicjatyw stopniowo się poszerzał. Była to pierwsza poważna zmiana w strukturze społeczno-technicznej: zamiast działać tylko lokalnie, inicjatywy te obsługują obecnie kilka farm wiatrowych w różnych lokalizacjach.

Jako formę prawną wybrano w tym przypadku Sp. zo.o. & Co. Sp.K. (GmbH & Co. KG), która była stale rozszerzana; w pozostałych dwóch przypadkach dla indywidualnych projektów lub małych grup projektowych utworzono oddzielną spółkę Sp. zo.o. & Co. Sp.K. (GmbH & Co. KG). W międzyczasie wszystkie trzy inicjatywy wybudowały farmy wiatrowe za granicą. Oprócz rozszerzenia na kilka lokalizacji, struktura uczestnictwa również zaczęła ulegać transformacji. Podczas gdy w pierwszych farmach wiatrowych udział mieli przede wszystkim mieszkańcy danej gminy i okolic, zasięg geograficzny zaangażowanych stron był coraz większy. Istotnym czynnikiem tego rozwoju jest prawdopodobnie to, że inicjatorzy projektu nie byli już zakorzenieni w danej gminie, dlatego też trudniej było inicjatywom pozyskać lokalną społeczność do udziału w tym przedsięwzięciu. Tak więc dwie inicjatywy z większymi kampaniami marketingowymi zaczęły promować możliwość szerszego uczestnictwa.

O ile na początku udział ten był rozumiany przede wszystkim jako wspólny projekt lokalny i ekologiczny, o tyle obecnie coraz częściej na pierwszy plan wysuwał się aspekt inwestycji o ekologicznej wartości. Ten aspekt stał się jeszcze ważniejszy po przekształceniu dwóch spółek w nienotowane na giełdzie spółki publiczne w latach 1999 i 2009.

Kolejna ważna zmiana w strukturze społeczno-technicznej dotyczyła wyposażenia technicznego obywatelskich farm wiatrowych. Jak już wspomniano, typowa wielkość

turbin wiatrowych dostępnych na rynku z biegiem lat wzrosła. Podczas gdy pierwsze farmy wiatrowe z inicjatyw były nadal ograniczone do jednej lub dwóch turbin wiatrowych o maksymalnej mocy 600 kW każda. Ostatnie realizowane projekty często obejmują od dziesięciu do piętnastu turbin wiatrowych o mocy 2 MW każda.

Większe instalacje i większa liczba turbin wiatrowych na lokalizację umożliwiły zwiększenie efektywności produkcji energii elektrycznej, ale wymagały również profesjonalnego planowania i zarządzania. We wszystkich trzech przypadkach osoby zaangażowane centralnie uczyniły pierwotnie społecznie prowadzony rozwój turbin wiatrowych swoim głównym zawodem.

Ponadto na przestrzeni lat zatrudnianych było wielu specjalistów. Jednocześnie zmniejszył się stopień zaangażowania zwykłych ludzi w firmę. Na przykład liczba uczestników w walnych zgromadzeniach lub biorących udział w wizytacjach na placach budów z biegiem lat zaczęła spadać.

Spowodowało to podział osób na silnie zaangażowaną i pełnoetatową grupę podstawową oraz większą grupę, powiązaną z firmą głównie finansowo.

Jeśli chodzi o sprzedaż wytwarzanej energii elektrycznej, to od 2003 r. rozpoczęły się dwie inicjatywy mające na celu wprowadzenie na rynek części wytwarzanej energii elektrycznej bezpośrednio do odbiorców końcowych jako certyfikowanej ekologicznej energii elektrycznej. Dotyczy to w szczególności energii elektrycznej z istniejących od wielu lat turbin wiatrowych, za którą nie jest już wypłacane wynagrodzenie gwarantowane na podstawie ustawy o Ekologicznej energii elektrycznej. Jedna firma podjęła współpracę z istniejącym dostawcą ekologicznej energii elektrycznej w sektorze energii wodnej, druga firma działa niezależnie jako dostawca energii elektrycznej.

### *Rola tradycyjnych przedsiębiorstw dostarczających energię elektryczną*

Oprócz replikacji i rozwoju poszczególnych inicjatyw, wiele austriackich przedsiębiorstw energetycznych opracowało i wdrożyło własny model elektrowni obywatelskich. Rozwój ten jest częścią rosnącej liczby projektów obywatelskich w

dziedzinie fotowoltaiki od około 2010 roku. Linz AG był pionierem wśród przedsiębiorstw energetycznych, które po raz pierwszy w roku 2011 wprowadziły model sprzedaży i leasingu zwrotnego (Sale & Lease-Back-Model) udziału obywateli w budowie systemu fotowoltaicznego. Obywatele mogą w tym modelu kupić do dziesięciu modułów fotowoltaicznych i wydzierżawić je firmie Linz AG jako operatorowi systemu. Przychody z leasingu odpowiadają stałej stopie procentowej włożonego kapitału. Po co najmniej pięciu latach moduły można odsprzedać Linz AG po pierwotnej cenie.

Ten model Sale & Lease-Back został wdrożony również przez dalszych siedmiu lokalnych i regionalnych dostawców energii. Z reguły warunkiem koniecznym jest, aby osoby, które kupują udziały w elektrowni, otrzymywały energię elektryczną od firmy dostarczającej energię, która eksploatuje elektrownię. W większości przypadków oferowany jest udział w instalacjach fotowoltaicznych – dwie firmy dostarczające energię przeniosły ten model również do sektora energetyki wiatrowej.

Podobnie jak wzrost poszczególnych inicjatyw, model ten jest oczywiście związany z kompleksową reorganizacją różnych wymiarów struktury społeczno-technicznej elektrowni obywatelskich. Przede wszystkim elektrownie obywatelskie w tym modelu nie są niezależną jednostką gospodarczą, ale są zintegrowane z działalnością gospodarczą istniejących przedsiębiorstw energetycznych. Udział w instalacji ogranicza się do współwłasności i zwrotu finansowego, natomiast w planowaniu i eksploatacji obiektu nie przewidziano udziału osób uczestniczących w projekcie. Oznacza to, że istnieje wyraźne oddzielenie wymiaru „własność i zwrot” (obywatele) od wymiaru „zarządzanie i eksploatacja obiektu” (EVU). Jednocześnie współwłasność obiektu jest uzależniona od relacji klienta z operatorem (Holstenkamp & Radtke, 2018).

#### **4.2. Podstawy prawne obywatelskich projektów energetycznych/elektrownie obywatelskie**

Poniżej przedstawiono główne formy prawne obywatelskich projektów energetycznych, które można zastosować w Austrii. Jak opisano we wstępie, większość udziału finansowego w projektach dotyczących energii odnawialnych ma

charakter organizacyjny. Dlatego modele finansowania stanowią ważny element oprócz form prawnych.

#### **4.2.1. Przegląd form prawnych**

##### *Spółka prawa cywilnego*

Wiele osób zawiera umowę spółki będąc przedsiębiorcą, która reguluje dokładne prawa i obowiązki. Zaletą jest to, że ta forma prawna (do pewnego limitu obrotu) nie musi być wpisana do rejestru handlowego. Wadą jest osobista i nieograniczona odpowiedzialność zarządu wobec wierzycieli. Z tego powodu ta forma nie jest często wybierana w Austrii. Kolejną wadą jest to, że z powodu braku zdolności prawnej spółki wszyscy udziałowcy muszą być zaangażowani we wszystkie czynności prawne.

##### *Spółka osobowa (OG)*

Ma ona osobowość prawną i musi zostać wpisana do rejestru handlowego. Tutaj również udziałowcy ponoszą osobistą i nieograniczoną odpowiedzialność. Jednak ta forma spółki ma przewagę nad spółką prawa cywilnego, ponieważ spółka jest właścicielem instalacji i może zawierać umowy we własnym imieniu.

##### *Spółka komandytowa (KG)*

Spółka komandytowa jest spółką osobową, w przypadku której odpowiedzialność części udziałowców (komandytariuszy) jest ograniczona do określonej kwoty, inni udziałowcy (komplementariusze) odpowiadają w sposób nieograniczony. Spółka komandytowa musi być wpisana do rejestru handlowego. W związku z nieograniczoną odpowiedzialnością komplementariuszy forma Sp. z o.o. & Co. Sp. K jest w praktyce często wybierana.

##### *Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (GmbH)*

Sp. z o.o. jest spółką kapitałową z bardzo bliskimi powiązaniem między akcjonariuszami Sp. z o.o., przy czym żaden z partnerów nie ponosi odpowiedzialności swoim prywatnym majątkiem. Sp. z o.o. jest osobą prawną, a zatem posiada

kompetencje prawne. Umowa spółki jest sporządzana przez adwokata lub notariusza i jest sporządzana w formie aktu notarialnego. Powstaje wraz z wpisem do rejestru handlowego. Do założenia spółki wymagany jest kapitał zakładowy w wysokości 35 000 EUR (Niemcy: 25 000 EUR), z czego co najmniej połowa musi zostać wpłacona. Ponieważ na ogół wspólnicy nie ponoszą osobistej odpowiedzialności za zobowiązania Sp. z o.o., wymóg wniesienia stosunkowo wysokiego kapitału zakładowego służy ochronie wierzycieli. Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością jest reprezentowana przez jednego lub więcej dyrektorów zarządzających. Akcjonariuszom przysługuje udział w zysku bilansowym zgodnie z wniesionym wkładem kapitałowym.

### *Sp. z o.o. & Co. Sp. K.*

W tej spółce (osobowej), spółka z ograniczoną odpowiedzialnością jest udziałowcem z osobistą odpowiedzialnością (komplementariuszem) spółki komandytowej; tym samym odpowiada formalnie w sposób nieograniczony, ale odpowiedzialność ogranicza się do majątku spółki z ograniczoną odpowiedzialnością (przywilej odpowiedzialności). W ten sposób zalety sp. z o.o. i spółki komandytowej są połączone. Należy jednak zauważyć, że utworzenie Sp. z o.o. & Co. Sp. K. jest znacznie bardziej skomplikowane, ponieważ należy założyć dwie spółki (Sp. z o.o. oraz Sp. K.). Poza tym w przypadku Sp. z o.o. & Co. Sp. K. stosuje się pod wieloma względami bardziej złożone zasady dla spółek kapitałowych, a nie (prostszych) spółek osobowych. Sp. z o.o. & Co. Sp. K. jest zatem dobrą formą prawną dla większych systemów, od około 100 kW wzwyż. W przypadku mniejszych systemów, nakłady i procedury zwykle przewyższają zyski.

### *Spółdzielnia*

Z punktu widzenia prawa spółek spółdzielnia jest osobą prawną, która sama posiada prawa i obowiązki, a zatem jest stroną przy zawieraniu umów. Celem spółdzielni zgodnie z § 1 ustawy o spółdzielniach jest wsparcie gospodarcze swoich członków. To zadanie jest spełnione, gdy są generowane usługi, które są potem przekazywane



członkom. Dopuszczalne jest generowanie zysku. Jednak maksymalizacja zysku nie powinna być głównym celem, jak to ma miejsce w przypadku korporacji (spółek kapitałowych). Organami spółdzielni są: walne zgromadzenie, zarząd i w przypadku większych spółdzielni – rada nadzorcza. Poza zwiększonymi wymogami podczas zakładania (liczba uczestników) i obowiązkiem publikacji prospektu emisyjnego, warunki te są porównywalne z warunkami dotyczącymi spółdzielni w Niemczech.

Członkostwo jest stosunkowo proste i zwykle następuje na podstawie uchwały zarządu. Jedynym wymogiem prawnym jest zdolność do czynności prawnych. Wysokość wkładu kapitałowego nie określa prawo spółdzielcze lecz statut. Czas trwania nie jest ograniczony. W statutach może być jednak określony minimalny okres. Sama spółdzielnia może określać w statucie konkretne cele. W przypadku spółdzielni energetycznych oprócz generowania zysków jest również korzystne cenowo zaopatrywanie w energię elektryczną.

Spółdzielnie energetyczne w Austrii od wielu lat są powszechne przede wszystkim jako spółdzielnie rolnicze – ciepłownie wykorzystujące biomasę, a rzadziej jako instalacje fotowoltaiczne i wiatrowe.

### **4.3. Praktyczne przykłady**

#### **4.3.1. Wstęp**

Ze względu na znaczne zainteresowanie instalacjami fotowoltaicznymi w Austrii, poniższe praktyczne przykłady odnoszą się głównie do tych systemów. Udział w farmach wiatrowych jest zasadniczo ograniczony do zakupu udziałów w konkretnych farmach lub spółkach. Szeroko zakrojone badania nad dostępnymi publicznie informacjami wykazały, że nowo budowane farmy wiatrowe nie są planowane i eksploatowane w oparciu o struktury spółdzielcze. W (IZES gGmbH, 2018) w latach 2014–2016 przeprowadzono badanie uczestników rynku austriackiego. W rezultacie pięć największych firm zajmujących się projektami objęło prawie 60% nowych instalacji w sektorze energetyki wiatrowej.

Ten trend, który można również zaobserwować w Niemczech, pokazuje rosnącą profesjonalizację w tym segmencie. Wynika to głównie z wyższych wymagań technicznych, handlowych i prawnych dotyczących realizacji projektu farmy wiatrowej. Zwiększa to koszty planowania, które można zredukować jedynie poprzez zwiększenie liczby turbin wiatrowych. Konieczna jest również dywersyfikacja ryzyka, ponieważ w rzeczywistości nie można wybudować każdej farmy wiatrowej (ze względu na licencję i/lub aspekty prawno-finansowe). Spółdzielnia lub też formy prawne dla projektów energetycznych obywateli z tylko jednym projektem wiatrowym wiążą się z pełnym ryzykiem. W przypadku systemów PV trudności z uzyskaniem zezwolenia są mniejsze, a ze względu na gwałtowny spadek kosztów modułów ryzyko związane z uzyskaniem dotacji finansowej jest znacznie niższe.

Wykorzystanie bioenergii jest bardzo rozpowszechnione w Austrii ze względu na dostępność materiałów wsadowych (zwłaszcza drewna), czyniąc je najważniejszym źródłem energii odnawialnej (57% energii odnawialnych) w 2016 r. przy 17% krajowego zużycia energii brutto. Wykorzystanie energii koncentruje się przede wszystkim na dostawie ciepła. Energia elektryczna jest również wytwarzana w ramach kogeneracji. Liczne elektrownie na biomasę, zwłaszcza elektrownie ciepłone, są obsługiwane przez firmy rolnicze jako spółdzielnie. Raport ten koncentruje się na energii elektrycznej, dlatego pominięto opis praktycznych przykładów wytwarzania ciepła. Jednak mechanizmy te są porównywalne z mechanizmami wykorzystywanymi przy wytwarzaniu energii elektrycznej.

#### **4.3.2. Spółdzielcze instalacje wytwarzające energię elektryczną (§16a-Instalacje)**

##### **4.3.2.1. Reichenauer Straße, Innsbruck**

W przypadku projektu na ulicy Reichenauer Straße chodzi o pierwszy budynek w Tyrolu, w którym wiele stron wspólnie pobiera energię elektryczną wygenerowaną przez instalację fotowoltaiczną. Kierownikiem tego projektu są Zakłady Komunalne w Innsbrucku – Innsbrucker Kommunalbetriebe (IKB) z Neue Heimat Tirol (NHT). IKB buduje i obsługuje system, klient korzysta na zasadzie własnego zużycia, dzięki czemu

możliwe jest opuszczenie projektu w dowolnym momencie. 133 moduły solarne na dachu budynku mieszkalnego przy ulicy Reichenauer Straße wytwarzają około 38 000 kWh energii elektrycznej przy powierzchni 222,9 m<sup>2</sup>. Ma to pokryć do 20% średniego zużycia uczestniczących w projekcie gospodarstw domowych.

Koszty inwestycyjne systemu wynoszą około 40 000 EUR, a jego konserwację zapewnia IKB. Na każdym z trzech obiektów jest zainstalowanych ok. 12 kW<sub>peak</sub>, przy czym każdy obiekt posiada własne przyłącze do sieci. Trzy obiekty mają jednego właściciela, z którym IKB zawarła umowę dzierżawy na użytkowanie dachu. Do przydziału zastosowano dynamiczną alokację zgodnie z § 16a ust. 7 Ustawy o gospodarce elektroenergetycznej i organizacji (EIWOG) 2017, przy czym każdy konsument ma inteligentny licznik energii (smart meter). Łącznie około 75% konsumentów uczestniczy we wspólnej (w ramach spółdzielni) produkcji energii elektrycznej. Konsumenci płacą stałą cenę za wspólnie wytwarzaną energię elektryczną (€/kWh) (TU Wien, 2019).

#### **4.3.2.2. Ulica Lavaterstraße, Wiedeń**

W ramach projektu UrbanEnergy-Cells konsorcjum projektowe zrealizowało projekt wdrożeniowy dla spółdzielczych instalacji wytwarzających energię elektryczną. Przy ulicy Lavaterstraße (Wiedeń) wzniesiono pierwszą spółdzielczą instalację wytwarzającą energię elektryczną Wien Energie. Wien Energie działa również jako operator elektrowni. Ułatwieniem w przypadku tej inwestycji jest to, że jest tylko jeden właściciel budynku, dzięki czemu nie była potrzebna zgoda współwłaścicieli.

Poniższe kluczowe dane dotyczące projektu są podane za źródłem (TU Wien, 2019):

- Duże zaangażowanie mieszkańców.
- Brak ograniczeń statycznych budynku.
- Łatwo dostępne, płaskie dachy.
- Nowoczesna konstrukcja bez konieczności przeprowadzania w najbliższym czasie remontu i modernizacji.
- Szybkie porozumienie z właścicielem nieruchomości WBV-GPA.

- Punkt dostępu do sieci dla ok. 69 mieszkań, ze stosunkowo wysokim udziałem 47 mieszkańców (wskaźnik akceptacji 68%) w oferowanym modelu.
- Energia elektryczna z fotowoltaiki za 9,9 ct/kWh dla klientów Wien Energie (10,9 ct/kWh dla osób niebędących klientami).
- Alokacja dynamiczna została wybrana jako forma rozliczenia, dzięki której można wprowadzić wyższy poziom lokalnej konsumpcji własnej.
- Łatwe do wdrożenia zabezpieczenia dachu.

### 4.3.3. Model Sale-and-Lease-back

#### 4.3.3.1. Wien Energie GmbH

Spółka Wien Energie GmbH założyła, że projekt elektrowni z udziałami obywateli będzie wdrożeniem wewnętrznych celów firmy dotyczących przyspieszonego wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Do roku 2030 zaopatrzenie w prąd i ciepło ze źródeł energii odnawialnych powinno wynosić 50%. Do 2020 r. powinny zostać uruchomione instalacje fotowoltaiczne o całkowitej mocy 70 MW<sub>peak</sub>. To ostatnie odpowiada powierzchni wynoszącej 1 mln m<sup>2</sup> lub powierzchni okręgu Wiedeń-Josefstadt.

Model uczestnictwa został opracowany pod wielką presją czasu. W fazie rozwoju najpierw zbadano różne formy prawne i warianty. Po dokładnych wyjaśnieniach z organem nadzoru rynku finansowego okazało się, że sprzedaż zwrotna i leasing zwrotny (z ang. Sale-and-Lease-back) są najlepszym sposobem na szybkie i bezpieczne wdrożenie. Rozważono również model z energetycznymi notami uznaniowymi (z kredytami na energię elektryczną) 'Stromgutschriften', ale został on odrzucony ze względu na obawy o wyższe koszty administracyjne i ograniczenie grupy docelowej do klientów Wien Energie.

Przy wyborze lokalizacji preferowane były systemy naziemne ze względu na presję czasu i ograniczoną dostępność odpowiednich dużych powierzchni dachowych. Projekt był reklamowany z dużym sukcesem. W marcu i kwietniu 2012 r. w bardzo

krótkim czasie sprzedano udziały w sumie 3 z 4 elektrowni komunalnych (Zahner, 2013).

Inne kluczowe dane dotyczące projektu:

- Lokalizacje: 4 instalacje naziemne po 500 kW<sub>peak</sub>; Teren elektrowni Wien Energie Kraftwerks Donaustadt (2 100 modułów, 500 kWp; otwarta w maju 2012 r.); Teren magazynu gazu ziemnego Leopoldau (1 920 paneli, 480 kWp, otwarta w grudniu 2012 r.); Planowane dwie kolejne elektrownie w pobliżu cmentarza centralnego oraz na nieruchomości należącej do Wien Energie w 23. dzielnicy Wiednia (Heizwerk Süd, Rosiwalgasse).
- Łączna moc: 2.000 kW<sub>peak</sub>; razem 8.400 modułów.
- Taryfa (OeMAG): sieciowa taryfa parytetowa 18 ct/kWh za instalację na terenie elektrowni Wien Energie Kraftwerks Donaustadt.
- Wsparcie inwestycyjne: złożono wnioski o dotacje z gminy Wiedeń.
- Koszty budowy (netto): 1 300 do 1 500 kWh/kW<sub>peak</sub>; łączne koszty inwestycyjne w wysokości ok. 2,6–3 mln. EUR (założenia).
- Określenie: 950 EUR na moduł; maksymalnie 10 modułów na osobę. Wysoka „cena modułu” (prawie 4000 EUR/kW<sub>peak</sub>) wynika z tego, że jest to udział całej elektrowni; Koszty rozwoju modelu uczestnictwa w projekcie, eksploatacja elektrowni, rezerwy na naprawy i wymianę falowników, koszenie terenu, dostosowanie własnych systemów (strona internetowa, zarządzanie) itd. zostały tutaj uwzględnione w kosztach modułu. Obywatele nie mają żadnych strat w związku z „wysoką ceną modułu”; zainwestowany kapitał ma stałą stopę procentową i jest w całości spłacany na koniec rozpatrywanego okresu (Neubauer, informacja z dnia 10.12.2012 r.).
- Uczestnicy: Grupę docelową stanowią wszyscy pełnoletni obywatele Austrii, Zamieszkanie w Wiedniu lub posiadanie umowy z Wien Energie GmbH nie są wymagane.

- Łączny udział: niecałe 8 mln EUR (przy 8 400 modułach po 950 EUR). Panele do pierwszych trzech instalacji z dużym powodzeniem sprzedano w marcu i kwietniu 2012 r.
- Zwrot: stałe roczne wynagrodzenie w wysokości 3,1%; wynosi ono 29,45 EUR rocznie na moduł.

Od czerwca 2015 r. Wien Energie oferuje model Sale-and-Lease Back również dla turbin wiatrowych. Za udział w farmie wiatrowej Pottendorf (15 turbin wiatrowych o zainstalowanej mocy 42,9 MW) akcje sprzedano w dwóch etapach. Szczegóły dotyczące konkretnych kosztów nie są publicznie dostępne.

#### **4.3.3.2. Gmina targowa Randegg (Dolna Austria)**

Gmina Randegg jest zaangażowana w działania regionu modelu klimatyczno-energetycznego Scheibbs oraz w programie e5 dla energooszczędnych gmin. W ramach tych programów zrealizowano projekt udziału w instalacji fotowoltaicznej oraz podjęto środki pozwalające na zwiększenie oszczędności energii, takie jak przebudowa oświetlenia ulicznego z wykorzystaniem lamp LED. Instalacja fotowoltaiczna została początkowo sfinansowana przez 20 obywateli Randegg z wykorzystaniem prostego modelu kredytowego i uruchomiona w grudniu 2011 r. Model został przekształcony w model sprzedaży i leasingu zwrotnego (Sale-and Lease-back) w czerwcu 2012 r. po skargach organu nadzoru rynku finansowego z lutego 2012 r. Proces ten był wspierany przez Agencję ds. Energii i Środowiska Dolnej Austrii wraz z zapewnieniem koniecznej pomocy prawnej co pozwoliło na eliminację dodatkowych kosztów dla projektu inwestycyjnego i tym samym nie wywołano obaw i niepewności wśród zaangażowanych podmiotów (Zahner, 2013).

Inne kluczowe dane dotyczące projektu:

- Inicjatorzy/operatorzy: społeczność lokalna/gmina Randegg.
- Lokalizacja: 2 instalacje dachowe: dom klubowy (10 kWp), szkoła/sala gimnastyczna (15 kWp); brak opłat za dzierżawę powierzchni dachowych.
- Całkowita moc nominalna: 25 kWp.





- Budowa: 2011 r.
- Koszty montażu (netto): 60 000 EUR (bez dotacji inwestycyjnych).
- Taryfa (OeMAG): początkowo 38 ct/kWh; we wrześniu 2011 r. Gmina zaakceptowała potrącenie w wysokości 12,5% do 33,25 ct/kWh. Odnosnie własnego zużycia energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej po upływie terminu taryfy OeMAG nie ma jeszcze konkretnych planów.
- Wsparcie inwestycji: 15% kosztów inwestycyjnych za pośrednictwem funduszu gospodarki wodnej / komunalnej gospodarki wodnej.
- Inwestycja: 500 EUR na moduł; maksymalnie 8 modułów (maks. 4 000 EUR) na osobę.
- Uczestnicy: 20 mieszkańców z Randegg.
- Czas trwania: 13 lat; Istnieje możliwość wcześniejszego odstąpienie mieszkańców od umowy.
- Oprocentowanie: 4,33% od kapitału.

#### **4.3.4. Model książeczki oszczędnościowej**

##### **4.3.4.1. Instalacje w kompleksach mieszkalnych w Baden**

W roku 2012 spółka Immobilien Baden GmbH zainstalowała w trzech kompleksach mieszkalnych instalację fotowoltaiczną o łącznej mocy 60 kW<sub>peak</sub>. W dużej mierze projekt został zainicjowany przez gminę miejską Baden (koło Wiednia). Maksymalnie 300 obywateli mogło uczestniczyć w projekcie za pośrednictwem książeczki oszczędnościowej. System został podzielony na 300 modułów słonecznych, każdy o wartości 500 EUR. Każda osoba mogła kupić maksymalnie 10 modułów. Czas trwania projektu przewidziano na 10 lat. Oprocentowanie wynosiło 3,5%. Spłata nastąpi po upływie terminu lub po likwidacji książeczki oszczędnościowej (Verein e5 Österreich, 2012).

#### **4.3.5. Kredyty energetyczne ‘Stromgutschrift‘**

##### **4.3.5.1. Zakłady Miejskie – Stadtwerke Wörgl**

Od roku 2010 w gminie Wörgl zainstalowano systemy fotowoltaiczne, w których klienci nabywający energię elektryczną od zakładów miejskich mogli uczestniczyć finansowo zgodnie z modelem kredytów energetycznych. Na pierwszym etapie zainstalowano system o mocy 87 kW<sub>peak</sub> (składający się z trzech instalacji fotowoltaicznych).

Każde gospodarstwo domowe w Wörgl mogło uczestniczyć wirtualnie za pomocą „certyfikatów“ słonecznych w elektrowniach fotowoltaicznych (I-III) w Wörgl i częściowo pokryć swoje własne zapotrzebowanie na energię elektryczną. Z chwilą zakupu „certyfikatów słonecznych z Wörgl” za 900 EUR nabywa się prawa do poboru prądu w wysokości wytwarzanej z PV energii elektrycznej z „wirtualnej” części elektrowni słonecznych. Instalacje fotowoltaiczne zamontowane na dachach budynków publicznych gwarantują prawo do poboru prądu przez okres 20 lat. Łącznie wydano 174 „certyfikatów słonecznych”.

Jeden certyfikat udziału odpowiada 400 kWh. Oznacza to, że kredyt energetyczny dla przeciętnego gospodarstwa domowego wynosi 51,08 EUR rocznie przy taryfie energetycznej 12,77 ct/kWh (Przykład obliczeniowy Zakładów Miejskich SW Wörgl). Odpowiada to zyskowi z kapitału na poziomie prawie 9% (SW Wörgl, 2020) (Verein e5 Österreich, 2012).

#### **4.3.6. Spółdzielnia**

##### **4.3.6.1. Spółdzielnia energetyczna Eferding**

Od czasu utworzenia Spółdzielni Energetycznej „Energiegenossenschaft Region Eferding eGen” w dniu 12 września 2012 r. powstało siedem instalacji fotowoltaicznych o mocy 144 kW<sub>peak</sub>, a kolejne instalacje powstały o całkowitej mocy 258 kW<sub>peak</sub>. W fazie tworzenia spółki okazało się, że austriacki Kodeks gmin zabrania swoim gminom przejmowania zobowiązań poza obowiązkowymi stowarzyszeniami.

Należało zbadać, czy udział w spółdzielni był objęty tym zakazem. Ponadto Ustawa o rynku kapitałowym i Ustawa o bankowości wyznaczają wąskie granice: w najgorszym przypadku należałoby sporządzić tak zwany prospekt do rozliczenia udziału publicznego, co jest szczególnie kosztowne. Istnieje również ryzyko obowiązku uzyskania koncesji, co oznaczałoby, że byłoby konieczne uzyskanie pozwolenia na przeprowadzanie transakcji bankowych.

Wybór formy prawnej spółdzielni zależy z jednej strony od możliwości do realizacji skali projektów. Region Modelu Klimatyczno-Energetycznego Eferding ze swoimi 35 000 mieszkańcami w 13 gminach jest stosunkowo małym regionem. Liczba branych pod uwagę budynków komunalnych, których dachy mogą być wykorzystane jako podstawa instalacji, jest w związku z tym ograniczona.

Forma prawna spółki z ograniczoną odpowiedzialnością jest zbyt rozbudowana. Kolejną przyczyną są niskie koszty finansowe członkostwa dla gmin i stowarzyszeń gminnych. Opłata członkowska za model Eferdinger wynosi 100 EUR. Spółdzielnia oferuje udział w konkretnych instalacjach, obywatele inwestują swoje pieniądze i przez określony czas otrzymują z powrotem oprocentowanie. Po spłacie sumy inwestycji na rzecz obywateli obiekty te stają się własnością danej gminy lub stowarzyszenia.

Duża korzyść dla gmin: spółdzielnia może wykorzystać wiedzę specjalistyczną i techniczną do budowy instalacji bez ponoszenia dodatkowych kosztów finansowych, ponadto finanse gmin nie są nadwyrężone: Pomijając wkład w region modelu energetycznego, nie ponoszą one żadnych dodatkowych kosztów. To spółdzielnia realizuje projekty wdrożeniowe na dachach obiektów publicznych. Projekty te ponadto obejmują również określenie lokalizacji, planowanie, pozyskiwanie ofert i udzielanie zamówień, budowę, bieżącą eksploatację i monitorowanie oraz spłatę udziałów obywateli. Pozytywnym efektem „Modelu Eferdinger” było przykładowo to, że liczne regiony i gminy pytały o rozwiązania podobnych pod względem prawnym problemów, a w konsekwencji również stawiały na zaangażowanie obywateli w energetykę odnawialną według wzoru z Eferdinger, jak np. Donau-Böhmerwald, region leżący po sąsiedzku.

#### **4.3.6.2. Allmenda – spółdzielnia ‘Talente’**

ALLMENDA Social Business eG wyłoniła się w roku 2008 jako ‘Talent Dienstleistung und Handel e.Gen.’ ze związku TALENTE Vorarlberg. W 2012 r. przejęła wszystkie prawa osAlliance Internationaler Medienverbund regGenmbH. W 2015 r. większość ofert z branży IT i Cloud zostało przekazanych na rzecz Stowarzyszenia Public Voice Lab.

W dawnych czasach łąki Allmeinde, a dziś pastwiska alpejskie są nadal wspólnie zarządzane przez rolników. Rozwijane są nowe formy współpracy w innych dziedzinach. Celem tych działań jest dostarczenie międzypokoleniowych modeli i konkretnych zastosowań dla zrównoważonego rozwoju. W tym celu należy wykorzystać istniejące zdolności i zasoby. Struktura spółdzielni umożliwia połączenie świadczenia usług profesjonalnych i na zasadzie wolontariatu.

W roku 2012 zamontowano instalację fotowoltaiczną o mocy 39 kW<sub>peak</sub> w Bauhof Bregenz. Inicjatywa wyszła od zastępcy burmistrza gminy Bregenz. Ponad 40 członków spółdzielni wykupiło udziały w instalacji fotowoltaicznej. Koszt udziału wynosił 1 000 EUR. Nie było podziału zysku. Zamiast tego wspólnie zdecydowano się o dalszym jej wykorzystaniu. Spłata po 15 latach jest realizowana w 88% w euro i w 12% w tak zwanych „talentach”, które stanowią regionalny środek płatniczy (w kontekście struktury spółdzielczej).

#### **4.3.7. Model kredytowy**

##### **4.3.7.1. Obywatelska instalacja solarna „Freistadt Helios”**

We Freistadt stoi największa wirtualna elektrownia słoneczna Austrii – zarządzana przez Helios Sonnenstrom GmbH, będąca w 100% córką Stowarzyszenia „Energiebezirk Freistadt”. Łącznie utworzono prawie 100 pojedynczych instalacji fotowoltaicznych o łącznej powierzchni ok. 15 000 m<sup>2</sup> oraz skumulowanej mocy 2 MW<sub>peak</sub>. Instalacje fotowoltaiczne zostały zamontowane do końca 2012 r. na przeznaczonych do tego celu dachach publicznych i prywatnych budynków. Projekt został sfinansowany przez regionalny obywatelski model udziałów. Ponad 70 firm i

osób prywatnych zostało zainspirowanych projektem „Helios” do budowy instalacji fotowoltaicznej. Refinansowanie odbywa się przez wpływy z prawnie zapewnionych taryf gwarantowanych przez okres 13 lat. Za równowartość „jednostki solarnej” w wysokości 500 EUR nabywany jest jeden moduł. Okres umowy wynosi 15 lat przy oprocentowaniu 3,3%. Oznacza to, że akcjonariusze otrzymują oprócz tego gwarantowanego zysku w postaci odsetek również 1/15 zainwestowanego kapitału z powrotem. Przy wpłacie 1 000 EUR otrzymują po roku trwania umowy odsetki w wysokości 33 EUR oraz 66,66 EUR zwrotu kapitału. Po dwóch latach trwania umowy otrzymuje się 66,66 EUR zwrotu kapitału i odsetki w wysokości 30,80 EUR.

#### **4.3.7.2. Obywatelska instalacja solarna Waldviertel**

Pierwszą instalację o mocy 9 kW<sub>peak</sub> uruchomiono już w 2003 r. Kolejne 250 kW<sub>peak</sub> wdrożono do końca 2012 r. W przypadku tej obywatelskiej instalacji solarnej to prywatne osoby udzielają pożyczki – podstawę stanowi własna „Umowa pożyczki na energię słoneczną”. W przeciwieństwie do innych modeli finansowania akcjonariusze nie otrzymują wynagrodzenia finansowego, lecz bony towarowe. Refinansowanie opiera się na dochodach z prawnie zapewnionych taryf gwarantowanych przez 13 lat. Waldviertler Werkstätten GmbH zobowiązuje się do zwrotu za jeden udział wynoszący 200 EUR w okresie dziesięciu lat. Łącznie 330 EUR w formie bonów. Poza tym akcjonariusze otrzymują jeszcze notę uznaniową na swoim rachunku za prąd w wysokości do 4%, jeśli są klientami AAE-Naturstrom GmbH.

W przypadku projektu browaru Schremser Brauerei agencja energetyczna regionów nadzorowała pod względem technicznym i organizacyjnym jego przygotowanie, a następnie projekt był reklamowany przez browar przy wsparciu grupy energetycznej.

## 5. Spis literatury

APG (2020), *Markttransparenz Netzregelung*. Von

<https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Netzregelung>.

BNT (2018), *Energie in Österreich - Zahlen, Daten, Fakten*. Wien: Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus.

Brandstetter G., Haslinger R. (2012), *Sonnenstrom in Bürgerhand - Spezialausgabe*. Wien: URANUS Verlagsges.m.b.H.

Bundesministerium für Transport, I. u. (2019), *Bioenergy in Austria*. Von

[https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw\\_pdf/schriftenreihe/schriftenreihe-2019-52-bioenergy-in-austria.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/schriftenreihe/schriftenreihe-2019-52-bioenergy-in-austria.pdf).

Bundesministerium für Verkehr, I. u. (2019), *Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2018*. Wien: Berichte aus Energie- und Umweltforschung.

Bundesregierung Österreich (2012), *Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern - Ökostromgesetz ÖSG*. Von

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386>.

e3 consult (2015), *Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen*. Wien: i.A. IG Windkraft Österreich.

E-Control (Oktober 2015), *Voraussetzungen für die Förderung einer Ökostromanlage*. Von <https://www.e-control.at/industrie/oekoenergie/foerderungen>.

E-Control (2018), *ÖKOSTROMBERICHT 2018*. Wien: E-Control.





E-Control (2019), *Ökostrombericht 2019*. Wien: E-Control.

E-Control (2020), *Die Marktteilnehmer und deren Rollen*. Von E-Control:

<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer>.

EIWOG (2010), *Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010*. Von

Rechtsinformationssystem des Bundes:

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>.

Energie Ö. (20. Mai 2020), <https://oesterreichsenergie.at/interaktivekraftwerkskarte/>.

Von <https://oesterreichsenergie.at/interaktivekraftwerkskarte/>.

Energie Ö. (2020), *Österreichs Energie*. Von Österreichs Energie:

<https://oesterreichsenergie.at/stromerzeugung-231.html>.

Eßler A., Haendel M., Klobasa M. (2016), *Möglichkeiten für grenzüberschreitenden Handel mit lastseitigen Flexibilitäten in Deutschland, Frankreich, Schweiz und Österreich im Rahmen des Pilotprojekts Demand Side Management Baden-Württemberg*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

Holstenkamp L., Radtke J. (2018), *Handbuch Energiewende und Partizipation*.

Wiesbaden: Spiegel.

IZES gGmbH (2018), *Kontextbedingungen für die mögliche Einführung von Ausschreibungen für Windenergie an Land in Österreich*. Wien: i.A. IG Windkraft Österreich.

Klima- und Energiefonds (2019), *Leitfaden Photovoltaik-Anlagen (Jahresprogramm 2019)*. Wien: Programm des Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung.

NOE (07. Juni 2020), *Finanzmarktaufsicht: Strafe für Randegg*. Von

<https://noe.orf.at/v2/news/stories/2562162/>.

- OeMAG (2019), *Allgemeine Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle*. Von [https://www.oem-ag.at/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/gesetze/2019\\_11\\_28\\_AB-OEKO.pdf](https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/2019_11_28_AB-OEKO.pdf).
- ÖSET-VO (2018), *Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018*. Von Bundesgesetzblatt: [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/BGBLA\\_2017\\_II\\_408.pdf/077e79d8-a345-858b-5e78-96905bff9b95?t=1515404329487](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/BGBLA_2017_II_408.pdf/077e79d8-a345-858b-5e78-96905bff9b95?t=1515404329487).
- ÖSG (2012), *Ökostromgesetz*. Von <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386>.
- Schreuer A. (2012), Country Case Austria. In D. Roessler, A. Schreuer, & E. u.-S. Reiner, *Energy cooperatives and local ownership in the field of renewable energy technologies as social*. Wien: Jubiläumsfonds der.
- SW Wörgl (2020), *Wörgler Sonnenscheine*. Von Energiequelle Sonne : <https://www.stww.at/strom/woergler-sonnenscheine/>.
- TU Wien (2019), *PV Prosumer Guidelines Österreich*. Wien: TU Wien, finanziert aus EU HORIZON 2020.
- Verein e5 Österreich (2012), *Photovoltaik in Gemeinden - Möglichkeiten der Finanzierung und Bürgerbeteiligung*. Wien: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft.
- WWF (2020), *Mythos Wasserkraft - Glorifizierung und Wirklichkeit*. Von [https://www.wwf.at/de/view/files/download/forceDownload/?tool=12&feld=download&sprach\\_connect=2264](https://www.wwf.at/de/view/files/download/forceDownload/?tool=12&feld=download&sprach_connect=2264).
- Yildiz Ö. (2014), Financing renewable energy infrastructures via financial citizen participation - The case of Germany. *Renewable Energy*, s. 677-685.

Zahner A. (2013), *Bürgerbeteiligung und Photovoltaik - Beteiligungsmodelle für die Finanzierung von Photovoltaikanlagen in österreichischen Gemeinden*. Wien: TU Wien.

**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.**