

KONCEPCJA LOKALNEJ ELEKTROCIEPŁOWNI HYBRYDOWEJ

Centrum Badań i Innowacji
PRO-AKADEMIA



PAN

POLSKA AKADEMIA NAUK



KAPITAŁ LUDZKI
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI



Łódzkie

UNIA EUROPEJSKA
EUROPEJSKI
FUNDUSZ SPOŁECZNY



Publikacja powstała w ramach projektu „Bioenergia dla Regionu – Zintegrowany Program Rozwoju Doktorantów”
Projekt i publikacja współfinansowane ze środków Unii Europejskiej w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego
Publikacja bezpłatna
Łódź 2012

RECENZENCI: prof. dr hab. inż. **Tadeusz R. Fodemski**, dr **Ewa Kochańska**, dr **Piotr Korzeniowski**

REDAKCJA NAUKOWA: dr **Ewa Kochańska**

AUTORZY: mgr inż. **Piotr Klonowicz**, Politechnika Łódzka, Wydział Mechaniczny
mgr inż. **Szymon Szufa**, Politechnika Łódzka, Wydział Mechaniczny
mgr inż. **Piotr Popławski**, Politechnika Łódzka, Wydział Mechaniczny
mgr inż. **Tomasz Fijałkowski**, Politechnika Łódzka, Wydział Mechaniczny
Maksymilian Kochański, Centrum Badań i Innowacji Pro-Akademia
mgr **Renata Jaworska** (koordynator prac), Uniwersytet Łódzki, Wydział Ekonomiczno-
-Socjologiczny
mgr inż. **Przemysław Makowski**, Politechnika Łódzka, Wydział Inżynierii Procesowej
i Ochrony Środowiska
mgr **Mateusz Izbicki**, Uniwersytet Łódzki, Wydział Prawa i Administracji
mgr **Anna Zasadzka**, Uniwersytet Łódzki, Wydział Prawa i Administracji
mgr **Adam Wiśniewski**, Uniwersytet Łódzki, Wydział Prawa i Administracji

OPRACOWANIE REDAKCYJNE: **Katarzyna Gorzkowska**

© Copyright by Centrum Badań i Innowacji Pro-Akademia, 2012

© Copyright for this edition by Oddział Polskiej Akademii Nauk w Łodzi, 2012

Pro-Akademia ISBN 978-83-63704-05-6

PAN ISBN 978-83-86492-69-5

Spis treści

Wstęp (<i>Renata Jaworska</i>)	5
CZĘŚĆ I. OPIS TECHNICZNY	
1. Obieg elektrociepłowni hybrydowej (<i>Piotr Klonowicz</i>)	9
2. Kotły na słomę w elektrociepłowni hybrydowej (<i>Szymon Szufa</i>)	24
3. Hybrydowe elementy elektrociepłowni – panele solarne i turbiny wiatrowe (<i>Piotr Popławski, Tomasz Fijałkowski</i>)	38
CZĘŚĆ II. ANALIZA EKONOMICZNA	
1. Prognoza wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw na poziomie lokalnym (<i>Maksymilian Kochański</i>)	61
2. Analiza rentowności ekonomicznej lokalnej elektrociepłowni hybrydowej (<i>Przemysław Makowski, Renata Jaworska</i>)	73
CZĘŚĆ III. ANALIZA PRAWNA	
1. Proces zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (<i>Mateusz Izbicki</i>)	90
2. Realizacja inwestycji budowy elektrociepłowni w formie partnerstwa publiczno-prywatnego (<i>Anna Zasadzka, Mateusz Izbicki</i>)	108
3. Odpowiedzialność cywilna i ubezpieczenie działalności lokalnej elektrociepłowni (<i>Adam Wiśniewski, Mateusz Izbicki</i>)	122

Wstęp

Obowiązek produkowania energii odnawialnej wynika z umów międzynarodowych, prawa unijnego oraz dokumentów krajowych. Na szczeblu lokalnym przyczyną inwestowania w OZE jest ponadto zapewnienie niezależności energetycznej. Obowiązek ten spoczywa na lokalnych władzach, których zadaniem jest tworzenie i realizacja planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Spełnienie tego zadania nie jest łatwe, gdyż cele, jakie może sobie założyć gmina, np. wysoki stopień bezpieczeństwa lub pewności zasilania w energię, niskie koszty energii dostarczanej odbiorcom, znaczne ograniczenie emisji zanieczyszczeń ze źródeł energii w gminie, mogą być ze sobą sprzeczne. Konieczne staje się więc poszukiwanie rozwiązania innowacyjnego, uwzględniającego możliwości gminy i lokalnego rynku energii w odniesieniu do realizacji założonych celów.

Wobec powyższego głównym zagadnieniem podjętym w monografii jest stworzenie modelowego rozwiązania dla niezależności energetycznej, przyczyniającego się do zmniejszenia zanieczyszczeń powietrza. Cel ogólny jest zgodny z drugim priorytetem Programu Pomocowego uruchomionego na podstawie *Porozumienia między Ministrem Środowiska Rzeczypospolitej Polskiej a Federalnym Ministrem Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Reaktorów Republiki Federalnej Niemiec w sprawie realizacji wspólnych projektów w dziedzinie ochrony środowiska w Rzeczypospolitej Polskiej*, który brzmi następująco: prezentowanie działań gospodarczych na rzecz poprawy ochrony klimatu, w tym w szczególności zmniejszanie emisji dwutlenku węgla oraz zastępowanie kopalnych źródeł energii przez odnawialne źródła energii. Ponadto projekt jest zgodny z priorytetami polityki ekologicznej Polski i wymogami Unii Europejskiej. Promowanie ekologicznego działania gospodarczego z pewnością przyczyni się do realizacji zasady zrównoważonego rozwoju oraz do ochrony klimatu w przestrzeni europejskiej, a także do rozwijania współpracy pomiędzy partnerami z Polski i Niemiec, w celu wypracowywania najlepszych rozwiązań technologicznych i logistycznych, sprzyjających ochronie środowiska – ważnych dla obu sąsiedzkich krajów. W ten sposób osiągnięte zostaną cele *6. wspólnotowego programu działań w zakresie środowiska naturalnego*. Projekt będzie spełniał również założenia *Polityki ekologicznej*

Rzeczypospolitej Polskiej na lata 2009–2013 z uwzględnieniem perspektywy do roku 2016, w szczególności priorytetu dotyczącego ochrony powietrza przed zanieczyszczeniami. Zastosowanie jako paliwa odnawialnych źródeł energii przyczyni się bowiem do redukcji emisji CO₂, NO_x, SO₂ i zanieczyszczeń pyłowych.

W oparciu o współpracę administracji samorządowej (gmina Daszyna), gospodarki (Pro-Akademia, Seeger Engineering AG) oraz nauki (doktoranci Politechniki Łódzkiej i Uniwersytetu Łódzkiego oraz Uniwersytetu w Kassel, East West Science Centre) została stworzona modelowa koncepcja z zastosowaniem innowacyjnych technologii, rozwiązań organizacyjnych i logistycznych, a także zapoczątkowana modelowa współpraca międzynarodowa, której celem jest ochrona środowiska w przestrzeni Europy Centralnej i Wschodniej.

Modelowy charakter projektu będzie polegał na tym, że powstanie kompaktowy produkt w formie elektrociepłowni na biomasę małej mocy, który będzie miał możliwości aplikacyjne we wszystkich jednostkach samorządu typu rolniczego, zarówno w Polsce, w Niemczech, jak i w innych krajach Unii Europejskiej, na obszarach dysponujących zasobami biomasy. W samych tylko krajach objętych programem pomocowym, czyli w Polsce, Czechach i na Łotwie, grono potencjalnych odbiorców proponowanego rozwiązania jest bardzo liczne. W Polsce istnieje 1576 gmin wiejskich i 597 miejsko-wiejskich spośród łącznej liczby 2479 gmin, zatem gminy rolnicze stanowią 87,6% wszystkich gmin. W Czechach odsetek liczby gmin wiejskich wynosi 91,6% (5736 gmin wiejskich w stosunku do 6258 wszystkich gmin). Również na Łotwie jednostki samorządowe o charakterze rolniczym stanowią większość. W trakcie realizacji projektu spełnione zostanie również założenie o transferze wiedzy (*philosophy transfer*), gdyż projekt opiera się na współpracy nauki, gospodarki i administracji samorządowej.

Przedmiotem projektu jest realizacja inwestycji budowy lokalnej elektrociepłowni, bazującej na biomasie, słońcu i energii wiatrowej, o mocy 2 MW. Inwestycja jako innowacyjny pilotażowy projekt zostanie zlokalizowana w centralnej Polsce, w miejscowości Daszyna w gminie Daszyna. Paliwem będzie głównie biomasa w postaci słomy. Przewiduje się, że na poziomie realizacji inwestycji bezpośrednio nastąpi:

- poprawa jakości powietrza atmosferycznego,
- zagospodarowanie nadwyżek słomy z lokalnego rolnictwa,
- wspomaganie pracującej ciepłowni w okresach zimowych,
- stworzenie innowacyjnego rozwiązania, możliwego do wdrożenia w innych regionach, wykorzystującego olbrzymi potencjał słomy,

- wzrost niezależności energetycznej gminy,
- wzrost przychodów do budżetu gminy z tytułu sprzedaży energii elektrycznej do sieci,
- rozwój lokalnej gospodarki poprzez utworzenie infrastruktury dystrybucji biomasy (słoma, zrębki),
- wypromowanie gminy, ze względu na innowacyjne rozwiązania, które zostaną zastosowane w projektowanym obiekcie. Promowanie realizowanego działania gospodarczego nastąpi poprzez podanie go do publicznej wiadomości za pomocą regionalnych mediów.

Osiągnięcie wyżej wymienionych celów szczegółowych przyczyni się do ochrony klimatu oraz rozwoju lokalnego gminy, a także poprawy jakości życia mieszkańców. Pozwoli to również na wzrost konkurencyjności gminy Daszyna.

Jak już wspomniano, projekt ma charakter *lighthouse project* i będzie wzorem do naśladowania przez inne samorządy lokalne o charakterze rolniczym w UE i krajach kandydujących. Jako dobre praktyki zostaną przekazane innym inwestorom polskie doświadczenia organizacyjne i logistyczne, a także wskazówki, jak przezwyciężać ewentualne bariery administracyjne, współpracować z instytucjami naukowymi i przemysłem, oraz niemieckie technologie. Przez powielanie wypracowanego rozwiązania zostaną pomnożone korzyści środowiskowe i ekonomiczne. Biorąc pod uwagę, że obowiązkiem gmin jest pokrycie potrzeb energetycznych w zgodzie z dbałością o środowisko, lokalne elektrownie na biomasę mogą przyczyniać się do wzrostu niezależności energetycznej. Ponadto nastąpi wzrost dochodów budżetowych uzyskiwanych ze sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sieci. Wzrost popytu na biomasę (słomę, zrębki) spowoduje aktywizację społeczności rolniczych poprzez organizowanie dostaw ekologicznego paliwa do elektrowni. Również w trakcie realizacji takich inwestycji można wykorzystać lokalny potencjał gospodarczy np. przy budowie obiektu, przez co wytworzy się wartość dodana. Promowanie planowanej elektrowni na biomasę w jednostkach samorządu terytorialnego przyczyni się do wzrostu ogólnej świadomości mieszkańców gmin w zakresie ochrony klimatu.

Niniejsza monografia ilustruje zaangażowanie krajowego i zagranicznego środowiska akademickiego, przemysłowego oraz administracji samorządowej w rozwój energetyki odnawialnej. Całość opracowania stanowi zwartą koncepcję dotyczącą zarówno strony technicznej, jak również ekonomicznej i prawnej. Materiał zgrupowano w trzech tematycznie jednorodnych częściach, poświęconych odpowiednio opisowi technicznemu, analizie ekonomicznej i analizie prawnej projektu.

W części pierwszej przedstawiono schemat działania elektrociepłowni hybrydowej oraz omówiono poszczególne elementy hybrydowego układu, tj. kocioł na biomasę, panele solarne i wiatraki. Uzasadniony został wybór obiegu ORC wraz z odpowiednią technologią. Część techniczna zawiera również analizę efektów ekologicznych, które ukazują, jakie zanieczyszczenia powietrza i o ile ulegną zmniejszeniu w związku z zastosowaniem odnawialnych źródeł energii w elektrociepłowni.

Część druga to analiza efektywności ekonomicznej omawianego przedsięwzięcia. Mimo iż główne cele realizacji projektu są pozaekonomiczne (ochrona klimatu, wartość edukacyjna), nie należy zapominać, że działanie ma mieć również charakter gospodarczy, zatem powinno generować zysk. W celu zbadania, czy projekt jest opłacalny, wykorzystano proste i zdyskontowane wskaźniki ekonomiczne, opierające się m.in. na analizie przepływów pieniężnych.

W ostatniej części monografii zostały przeanalizowane przepisy prawne pozwalające na przyłączenie planowanej elektrociepłowni do sieci elektroenergetycznej. W szczególności omówiono procedurę zawierania umowy przyłączeniowej, z uwzględnieniem etapu uzyskiwania warunków przyłączeniowych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci.

Renata Jaworska

CZĘŚĆ I

OPIS TECHNICZNY

1. Obieg elektrociepłowni hybrydowej

STRESZCZENIE

Opracowanie przedstawia wstępną koncepcję obiegu hybrydowej siłowni opalanej biomasa i wspomaganej energią słoneczną dostarczaną w formie ciepła przez zwierciadła paraboliczne. Przedyskutowano zasadność zastosowania obiegu typu ORC w porównaniu z tradycyjnym obiegiem Rankine'a. Przedstawiono analizę termodynamiczną dla czterech różnych czynników roboczych – wody, toluenu, MDM i cykloheksanu. Obieg pracujący na toluenie okazał się kompromisem pomiędzy wysoką sprawnością cieplną a prostą konstrukcją. Dla tego czynnika przedstawiono wymiary główne i wstępny projekt układu łopatkowego turbiny. Zaproponowano również pozostałe elementy obiegu, czyli parownik, skraplacz i pompę obiegową.

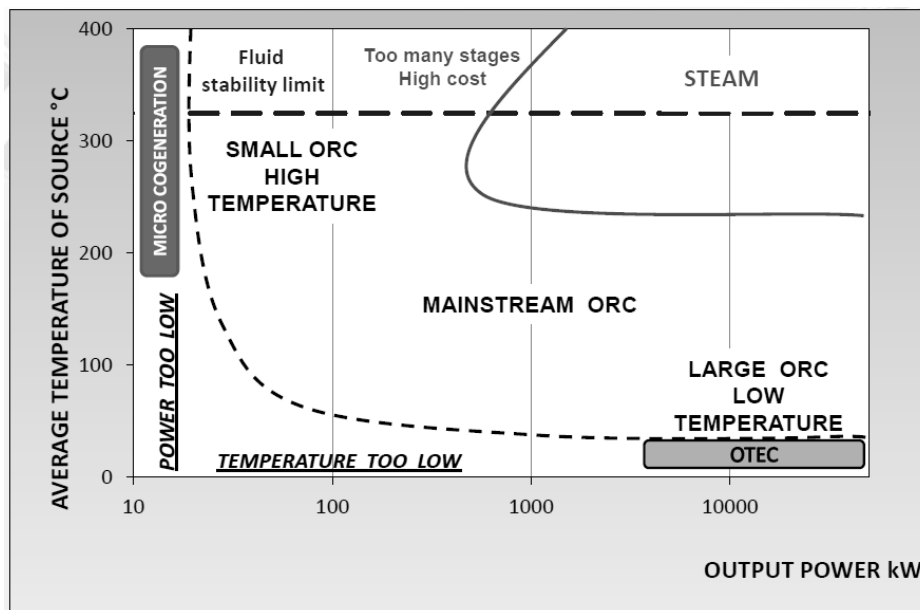
1.1. Wprowadzenie

Wybór rodzaju obiegu jest podyktowany przede wszystkim rodzajem i ilością źródła ciepła, które stoi do dyspozycji. Po gruntownej analizie zasobności paliw należących do grupy odnawialnych źródeł energii w Polsce i w Europie stwierdzono, że niewykorzystywanym do celów energetycznych surowcem jest słoma. Dlatego też projektowana siłownia ma być opalana słomą jako podstawowym paliwem, a dodatkowo wspomagana energią słoneczną skupianą w zestawie zwierciadeł parabolicznych. Oznacza to, że będzie zawierała obieg hybrydowy. Publikacje dotyczące małych obiegów opartych na OZE pokazują, że zastosowanie rozwiązań hybrydowych może być korzystne: z jednej strony ze względu na lepszą sprawność termodynamiczną, z drugiej – z powodu lepszego stosunku ilości produkowanej energii elektrycznej do całkowitej ceny [12, 9, 5, 14, 1]. Pod-

stawową wadą tego typu rozwiązań jest dodatkowa komplikacja układu, bardziej rozbudowany układ automatyki, zwłaszcza jeśli przynajmniej jedno ze źródeł jest mało stabilne, jak np. energia słoneczna. Z tym wiąże się potencjalna większa awaryjność podzespołów i większe koszty eksploatacyjne.

Ponieważ podstawowym źródłem energii dla obiegu będzie słoma, czynnikiem decydującym o rodzaju obiegu jest kocioł. Początkowo rozważano kocioł parowy, który umożliwiłby stworzenie klasycznego obiegu Rankine'a. Niestety, moc cieplna ze spalania biomasy będzie oscylowała w granicach 2–2,5 MW, a dla tych wielkości nie udało się znaleźć producenta kotłów parowych.

Klasyczny obieg parowy może powodować także problemy z turbiną. Potrzebuje ona wielu stopni, a jej średnica może osiągać znaczne wymiary. Ekspansja pary kończy się w obszarze pary mokrej, a to rodzi ryzyko erozji łopatek.



Rys. 1. Obszary zastosowania klasycznych obiegów parowych oraz obiegów typu ORC w zależności od produkowanej energii elektrycznej i temperatury źródła ciepła

Źródło: [4].

Rozwiązaniem tego problemu jest technologia obiegów typu Organic Rankine Cycle (ORC). Jest to rodzaj obiegów parowych, które wykorzystują pary czynników organicznych, znacznie różniących się właściwościami od pary wodnej. Ich główną zaletą jest niska temperatura wrzenia, co znacznie podnosi ciśnienia w całym obiegu. Dodatkowo, czynniki te (z uwagi na duże rozmiary ich molekuł) charakteryzują się dużymi gęstościami, co zmniejsza wymiary turbiny [6]. Rysunek 1 pokazuje obszary zastosowań klasycznych obiegów parowych oraz obiegów typu ORC w zależności od ilości produkowanej energii elektrycznej oraz temperatury źródła [4]. W proponowanej siłowni ciepło będzie dostarczane do obiegu przez gorący olej ogrzewany kotłem (lub zespołem kotłów) na słomę (ze względu na brak producentów małych kotłów parowych na słomę). Wybór oleju jako cieczy pośredniej jest uzasadniony tym, że wykorzystanie wody wiązałoby się ze zbyt wysokimi ciśnieniami (dla zaproponowanego przez firmę Metalerg kotła będzie to 280°C). Gorący olej będzie przekazywał ciepło do obiegu poprzez wymiennik ciepła, będący jednocześnie parownikiem cieczy niskowrzącej.

Zadaniem zwierciadeł parabolicznych będzie wspomaganie kotła, tak aby w okresach dużego nasłonecznienia zredukować ilość spalane go paliwa, utrzymując na stałym poziomie energię cieplną dostarczaną do obiegu. System automatyki będzie regulował wydatek słomy w zależności od parametrów grzewczych zwierciadeł.

1.2. Analiza obiegu

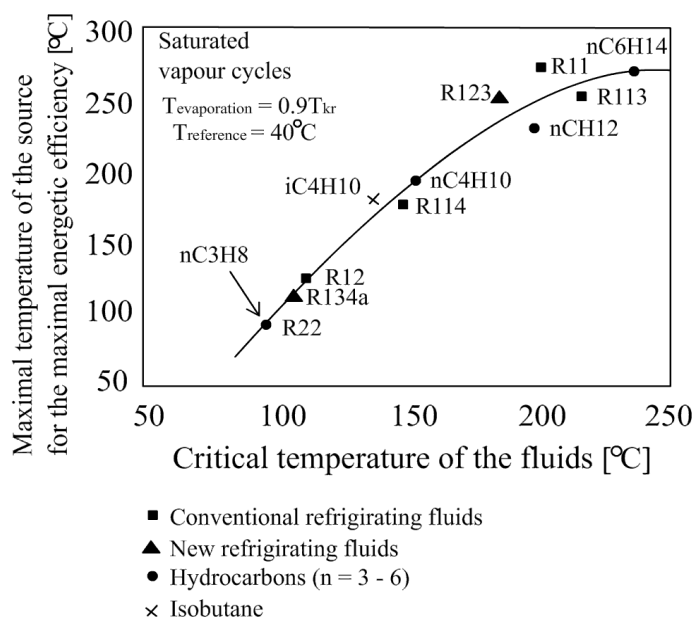
Założono, że cieczą pośrednią dostarczającą ciepło do parownika obiegu ORC będzie olej diatermiczny THERMIL P32. Dopuszczalna temperatura pracy tego oleju jest równa 600°C, natomiast temperatura powrotna będzie wynosiła ok. 260°C. Należy zdecydować, czy obieg będzie podkrytyczny, czy też nadkrytyczny. W obiegach ORC wykorzystywanych dla zagospodarowania energii odpadowej sprawniejsze termodynamicznie wydają się obiegi nadkrytyczne, ze względu na większy strumień ciepła przekazany do obiegu i tym samym mniejszą utratę egzergii [16]. Jednakże w przypadku małego spadku temperatury oleju grzewczego (20°C), ten efekt może być utracony na dodatkową moc potrzebną do napędzania pompy cyrkulacyjnej w obiegu. Poza tym zastosowanie obiegu nadkrytycznego jest bardziej wymagające konstrukcyjnie, z uwagi na bardziej skomplikowany układ wymienników ciepła oraz wysokie ciśnienia. Biorąc to pod uwagę, zdecydowano się na obieg podkrytyczny.

Kolejnym kluczowym zagadnieniem jest dobór czynnika roboczego. Czynnik nie może być palny i powinien charakteryzować się niską toksycznością. Poza tym winien mieć niskie indeksy ODP (Ozone Depletion Potential) oraz GWP (Greenhouse Warming Potential).

Rozpatrując samą funkcjonalność, można rozróżnić dwa kryteria optymalizacyjne dotyczące doboru czynnika [8]:

- wybór czynnika, który oferuje największą sprawność konwersji energii (najwyższą sprawność termodynamiczną),
- wybór czynnika oferującego najkorzystniejszą konstrukcję turbiny.

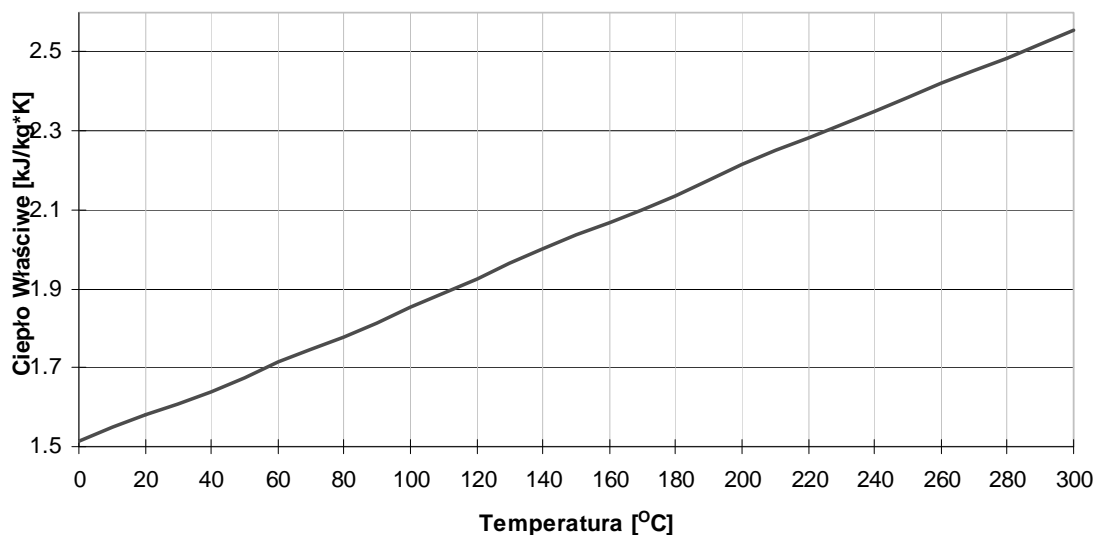
Przy uproszczonych założeniach, dla każdego czynnika jego sprawność konwersji energii jest najwyższa wtedy, gdy temperatura źródła ciepła jest trochę powyżej temperatury krytycznej. Temperatuty krytyczne dla niektórych czynników organicznych zaprezentowano na rys. 2.



Rys. 2. Wartości temperatur krytycznych dla różnych czynników organicznych

Źródło: [8].

Przeprowadzono symulacje obiegu dla czterech różnych czynników (woda – w przypadku tradycyjnego obiegu Rankine’a; toluen, MDM oraz cykloheksan), zakładając, że ciepło jest dostarczane przez olej THERMIL P32. Jego ciepło właściwe przyjęto zgodnie z wykresem przedstawionym na rys. 3.



Rys. 3. Ciepło właściwe oleju grzewczego THERMIL P32 w funkcji temperatury

Źródło: oferta firmy Metalerg.

Parametry oleju założono zgodnie z charakterystyką zaproponowanego kotła, natomiast minimalną różnicę temperatur w obiegu *pinch-point* założono na 5°C. Przyjęto, że temperatura skroplin wynosi 70°C, a skropliny nie są przechłodzone. Sprawność turbiny ustalono na 75%, natomiast sprawność pompy cyrkulacyjnej na 80%. Właściwości termodynamiczne czynników zostały pobrane z biblioteki REFPROP v9.0, stworzonej przez NIST [19]. Wyniki zestawiono w tab. 1:

Parametry obiegów dla czterech rozpatrywanych czynników

Czynnik	m	P_b	P_p	P_n	T_1	p_1	T_2	p_2	x_2	p_1/p_2	Δh_{12}	η_c
Woda	0,80	474,2	5,5	468,6	270,00	54,17	70,00	0,31	0,82	173,63	590,79	0,23
Toluen	3,06	387,8	10,1	377,7	270,00	21,84	165,70	0,27	p	80,32	126,58	0,19
MDM	3,91	250,7	6,5	244,3	270,00	10,15	219,90	0,06	p	173,03	63,59	0,12
Cykloheksan	3,14	358,9	18,5	340,4	270,00	35,30	163,74	0,73	p	48,67	114,34	0,17

Źródło: opracowanie własne.

gdzie:

m – strumień masy czynnika [kg/s],

P_b – moc obiegu brutto [kW],

P_p – moc pompy cyrkulacyjnej [kW],

P_n – moc obiegu netto [kW],

T_1 – temperatura pary na wlocie do turbiny [°C],

p_1 – ciśnienie pary na wlocie do turbiny [bar(a)],

T_2 – temperatura pary na wylocie z turbiny [°C],

p_2 – ciśnienie pary na wylocie z turbiny [bar(a)],

x_2 – suchość pary na wylocie z turbiny (p oznacza parę przegrzaną) [-],

p_1/p_2 – stosunek ciśnień na turbinie,

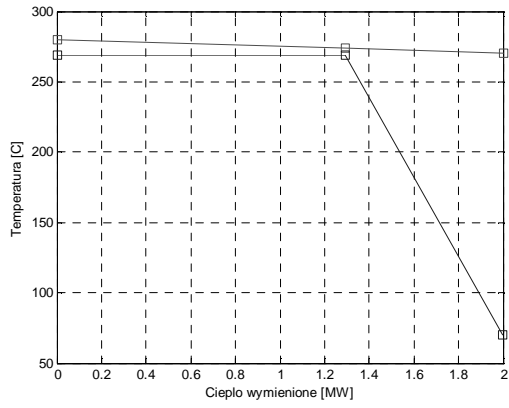
Δh_{12} – spadek entalpii w turbinie [kJ/kg],

η_c – sprawność cieplna obiegu [-].

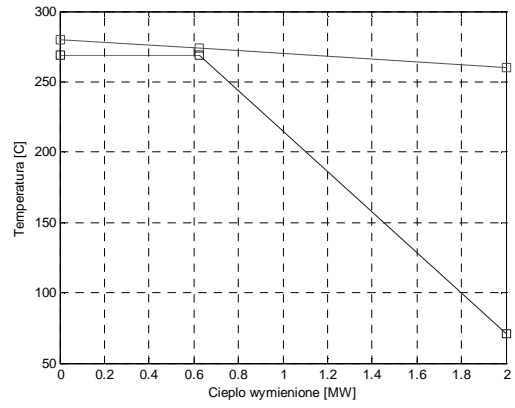
Na rysunkach 4–7 zestawiono wykresy wymiany ciepła w parowniku dla każdego czynnika.

Analiza termodynamiczna pokazała, że obieg najsprawniej działałby na wodzie jako czynnika roboczym – sprawność cieplna jest równa 23%. Gdyby stosować jedynie kryterium sprawności, wybór byłby bezdyskusyjny. Jednakże po to, by dokonać optymalnego wyboru, należy przeanalizować samą turbinę.

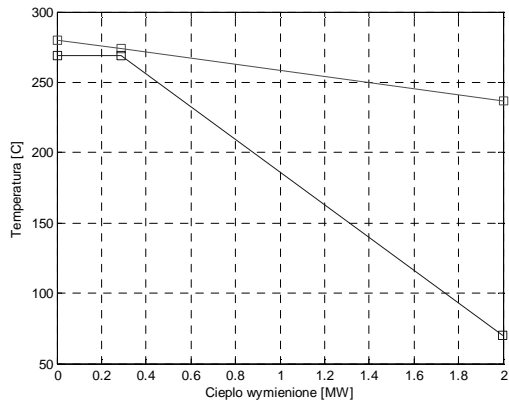
Tradycyjny obieg Rankine'a osiąga najwyższą sprawność termodynamiczną, jednakże jest najbardziej kłopotliwy ze względu na turbinę. Ekspansja kończy się głęboko w obszarze pary mokrej ($x_2 = 0,82$), co może powodować erozję łopatek turbinowych.



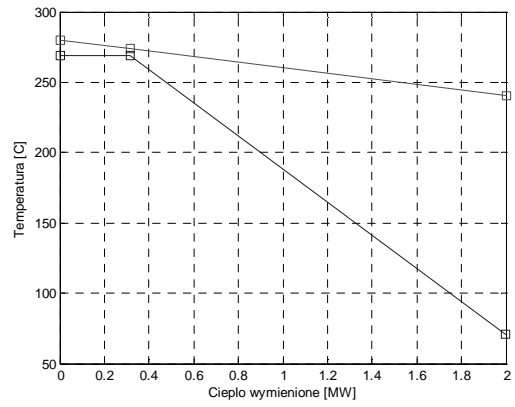
Rys. 4. Wykres wymiany ciepła dla wody
 Źródło: opracowanie własne.



Rys. 5. Wykres wymiany ciepła dla toluenu
 Źródło: opracowanie własne.

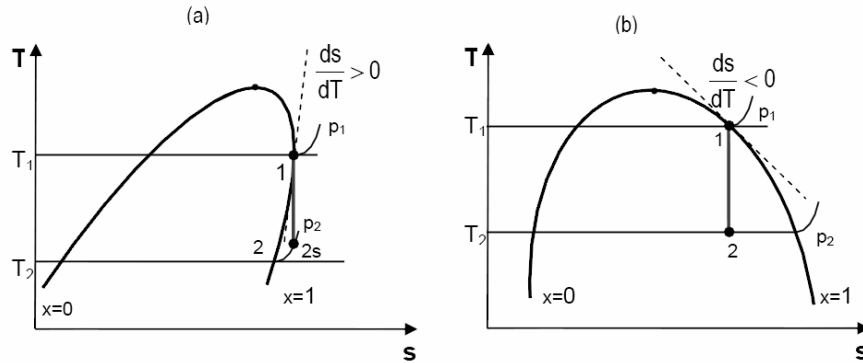


Rys. 6. Wykres wymiany ciepła dla MDM
 Źródło: opracowanie własne.



Rys. 7. Wykres wymiany ciepła dla cykloheksanu
 Źródło: opracowanie własne.

Aby zredukować ten efekt, należałoby stosować na wlocie parę przegrzaną, co znacznie komplikuje cały obieg, ponieważ wymaga zastosowania przegrzewacza. W przeciwieństwie do pary wodnej wiele czynników organicznych jest suchych. Oznacza to, że rozprężanie kończy się w obszarze pary przegrzanej, co zapobiega wykraplaniu się czynnika i m.in. problemom z erozją. Aby zilustrować różnicę pomiędzy czynnikami mokrymi i suchymi, na rys. 8 przedstawiono kształty ich krzywych nasycenia.



Rys. 8. Kształt krzywych nasycenia na wykresie entropia–temperatura: a) czynnik suchy; b) czynnik mokry

Źródło: [2].

Kolejnym problemem związanym z turbiną parową jest bardzo duży spadek entalpii (590,79 kJ/kg). Przekłada się on na dużą liczbę stopni w turbinie oraz jej wymiary zewnętrzne. Dla wariantu parowego dogodnie wydają się wielostopniowe turbiny parowe oferowane przez niemiecką firmę Spilling (rys. 9). Są to osiowe turbiny akcyjne o mocy od 100 kW do 5 MW. Dopuszczalna temperatura wlotowa to 480°C, natomiast maksymalne ciśnienie wlotowe to 65 bar [20].



Rys. 9. Wielostopniowa, osiowa, akcyjna turbina firmy Spilling

Źródło: [20].

Kompromisem pomiędzy małym spadkiem entalpii a dużą sprawnością obiegu wydaje się toluen. Dla parametrów rozważanego obiegu można zastosować prostą, jednostopniową turbinę naddźwiękową o małym udziale dynamicznym. Duże liczby Macha w przepływie mogą oddziaływać negatywnie na sprawność turbiny i pogarszać jej charakterystykę, jednak z uwagi na prostotę konstrukcji są stosowane komercyjnie.

Na rys. 10 pokazano układ siłowni opartej na toluenie oferowany przez firmę Tri-O-Gen. Układ jest w stanie pracować z takimi źródłami ciepła jak:

- silniki gazowe lub biogazowe,
- turbiny gazowe,
- silniki na olej napędowy lub biopaliwo,
- pochodnie gazowe.

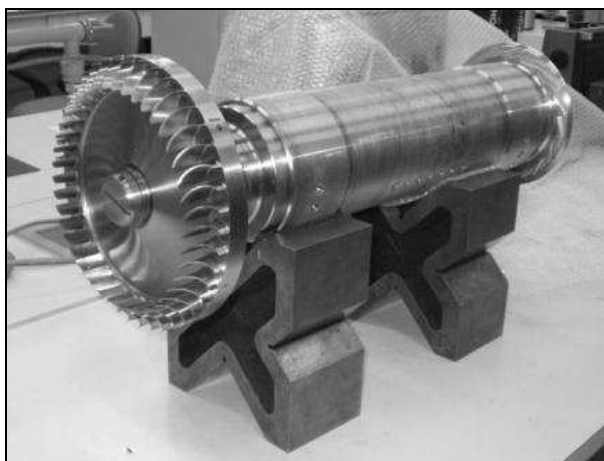
Obieg wytwarza moc elektryczną od 60 do 160 kW w zależności od parametrów źródła. Do układu wchodzi następujące komponenty:

- bezpośrednio podgrzewany parownik,
- generator – asynchroniczny, wysokoobrotowy,
- turbina – jednostopniowa, akcyjna, o przepływie dośrodkowym i prędkości obrotowej od 18 000 do 28 000 obr./min (rys. 11).
- łożyska hydrodynamiczne [21].



Rys. 10. Układ małej siłowni pracującej na toluenie oferowany przez firmę Tri-O-Gen

Źródło: [21].



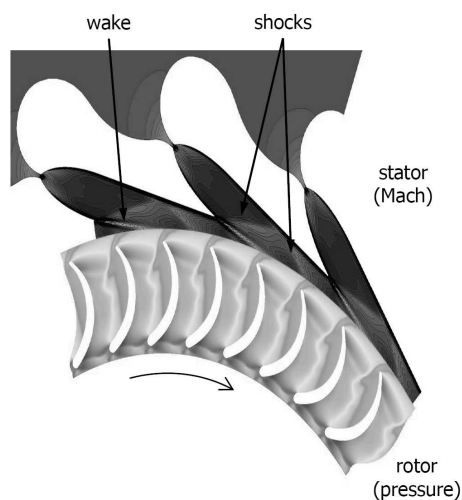
Rys. 11. Turbina pracująca w obiegu firmy Tri-O-Gen

Źródło: [21].

Produkt oferowany przez firmę Tri-O-Gen nie może być jednak zastosowany w połączeniu z proponowanym kotłem na słomę. Obieg wymaga temperatury źródła ciepła powyżej 350°C, a kocioł w tej konfiguracji nie jest w stanie tego osiągnąć. Wydaje się, że turbina pracująca na czynniku organicznym dla tych parametrów obiegu musi być zaprojektowana indywidualnie.

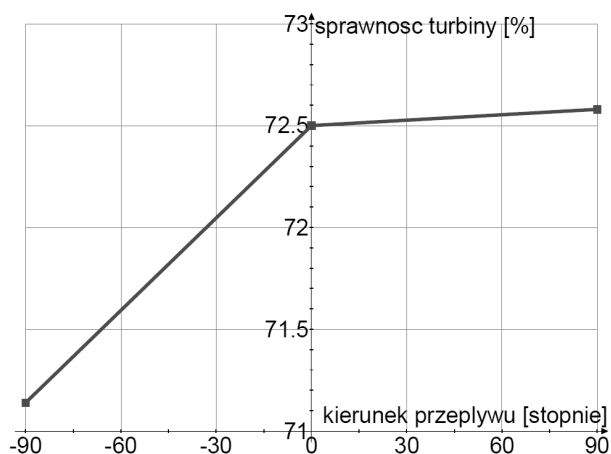
1.3. Wstępny projekt turbiny ORC dla obiegu opartego na toluenie

Turbina pracująca w proponowanym obiegu powinna być możliwie najsprawniejsza, przy zachowaniu prostoty konstrukcji i dobrej szczelności. Z uwagi na duży spadek entalpii w turbinie, najsprawniej byłoby wykonać wielostopniową turbinę reakcyjną. Jest to jednak rozwiązanie najbardziej kłopotliwe technologicznie. Po pierwsze, należałoby zastosować tłok odciążający, który zniwelowałby znaczną siłę osiową działającą na wał. Po drugie, duża liczba stopni wymaga rozbudowanej osiowo konstrukcji (turbina



Rys. 12. Rozkład liczby Macha w turbinie pracującej na toluenie

Źródło: [6].



Rys. 13. Sprawność stopnia akcyjnego w zależności od kierunku przepływu: -90° – kierunek dośrodkowy, 0° – kierunek osiowy, 90° – kierunek odśrodkowy

Źródło: opracowanie własne.

osiowa), a co za tym idzie, powoduje problemy z łożyskowaniem i uszczelnieniem. Kolejną kwestią jest złożoność samego układu łopatkowego, którego wykonanie wiązałoby się z bardzo wysokimi kosztami. Poza tym tego rodzaju rozwiązanie byłoby znacznie bardziej wymagające z punktu widzenia eksploatacji i monitorowania.

Zastosowanie wielostopniowego układu akcyjnego byłoby pewnym uproszczeniem, jednak nie zlikwidowałoby większości wymienionych problemów. Z uwagi na charakter czynnika, tzn. duży rozmiar jego molekuł, a co za tym idzie, względnie małe prędkości oraz ekspansję do pary przegrzanej, dobrym rozwiązaniem wydaje się jednostopniowa turbina akcyjna. Taki wariant pozwala uniknąć problemów z siłą osiową, a poza tym daje możliwość zastosowania hermetycznego turbogenerатора, co niweluje problem ucieczki czynnika z obiegu.

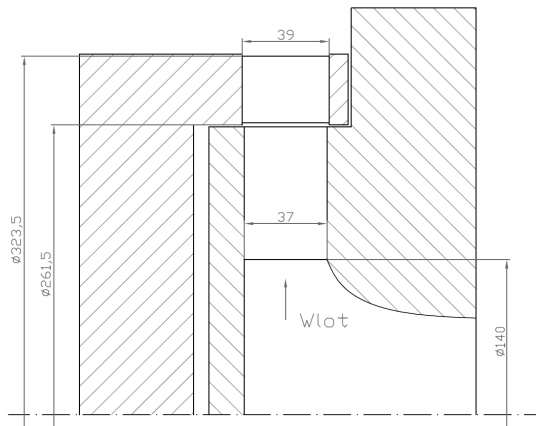
Przed rozpoczęciem obliczeń projektowych należy zdecydować, w jakim układzie turbina będzie pracować – osiowym czy promieniowym. W kilku pracach pokazano, że w przypadku pojedynczego stopnia opłaca się zastosować wariant promieniowy [6, 10]. Cechuje się on bardziej zwartą konstrukcją, co redukuje przewieszenie układu oraz problemy z jego dynamiką.

Turbina promieniowa może charakteryzować się przepływem zarówno dośrodkowym, jak i odśrodkowym. Przykład wariantu dośrodkowego pokazano na rys. 12.

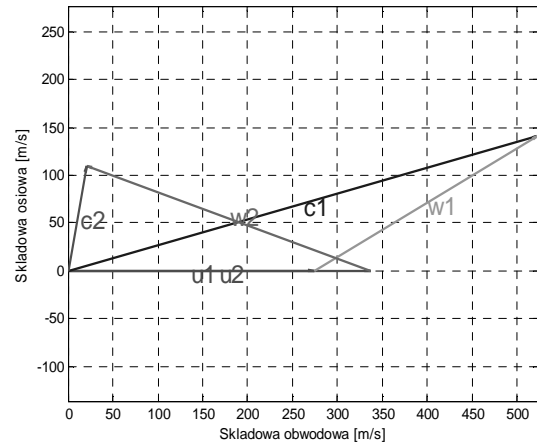
Obliczenia numeryczne dla naddźwiękowej, jednostopniowej turbiny akcyjnej pracującej w obiegu opartym o czynnik HFE 7100 pokazały, że pomimo gorszej kinematyki turbina dośrodkowa okazała się sprawniejsza. Rysunek 13 przedstawia zależność sprawności wewnętrznej turbiny od kierunku przepływu.

Z tego względu zdecydowano się na analizę turbiny o przepływie odśrodkowym. Jednowymiarowe obliczenia projektowe przeprowadzono, stosując modele strat dostępne w literaturze [15, 3]. Toluen potraktowano jako gaz rzeczywisty, a jego właściwości zamodelowano za pomocą biblioteki REFPROP v9.0. Ponieważ obieg jest hybrydowy i zasilany z dwóch źródeł ciepła, turbina może w dłuższych okresach czasu pracować poza punktem projektowym. Efekt ten będzie dodatkowo potęgowany zmienną temperaturą powietrza chłodzącego skraplacz. Na podstawie wniosków wynikających z przeprowadzonych wcześniej analiz ustalono kąt spływu z dyszy równy 15° [13]. Przekrój merydionalny turbiny wraz z naniesionymi wymiarami głównymi pokazano na rys. 14.

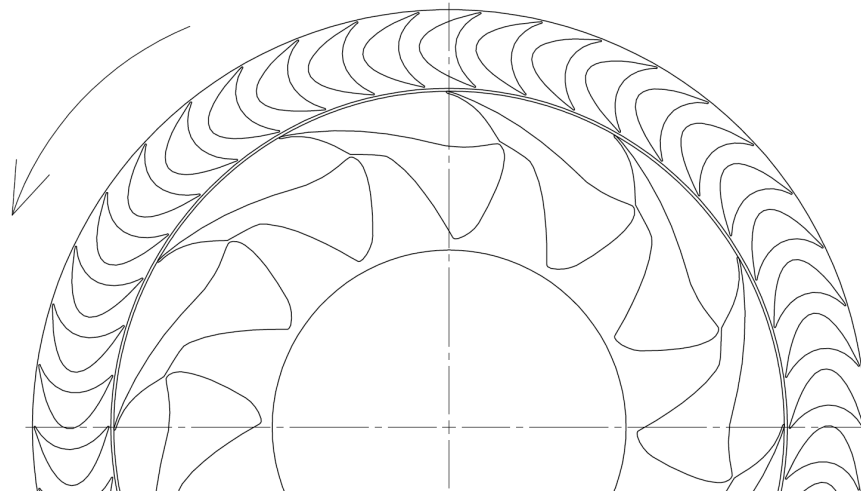
Założona prędkość obrotowa wynosi 20 000 obr./min. Sprawność turbiny w punkcie nominalnym oszacowano na 74%. Kinematykę przepływu zaprezentowano na rys. 15. Profile łopatkowe zostały wyznaczone na podstawie parametrycznego modelu geometrii [11]. Układ łopatkowy turbiny pokazano na rys. 16. Średnia liczba Macha na wylocie z kierownicy wynosi 2,7, co tłumaczy bardzo silną rozbieżność kanału przepływowego.



Rys. 14. Wymiary główne turbiny dla obiegu ORC
 Źródło: opracowanie własne.



Rys. 15. Kinematyka turbiny odśrodkowej
 Źródło: opracowanie własne.



Rys. 16. Układ łopatkowy turbiny odśrodkowej

1.4. Parownik, skraplacz, pompa obiegowa

Wymiennik ciepła, będący parownikiem w instalacji, musi mieć specjalną konstrukcję, tzn. taką, która – po pierwsze – zapewni wysoką szczelność, a – po drugie – będzie umożliwiała przemianę fazową w urządzeniu. Wydaje się, że spełniające powyższe warunki rozwiązania są oferowane przez firmę Thermowave. Producent ten ma w swojej ofercie modułowo spawane płytowe wymienniki ciepła. Płyty są ze sobą spawane laserowo, co zapewnia szczelność, odporność na wysokie ciśnienie statyczne oraz na duże zmiany tego ciśnienia [7].

Z uwagi na fakt, iż projektowane rozwiązanie ma być możliwe do zastosowania w różnych warunkach – również w miejscach, gdzie nie ma zbiorników wodnych dogodnych do chłodzenia siłowni – konieczne jest wykorzystanie chłodni wentylatorowych jako wymuszenia chłodzenia skraplacza i podzespołów. Stosowne układy oferuje firma CHT Technika Chłodnicza Sp. z o.o. Jej produkt serii CWT 300 jest w stanie odebrać stosowną



Rys. 17. Chłdnia wentylatorowa firmy CHT Technika Chłodnicza Sp. z o.o.

Źródło: [17].

ilość ciepła (od 1515 kW do 3350 kW), zapewniając odpowiednią temperaturę chłodzenia. Wentylatory chłodni pobierają 18,5 kW mocy elektrycznej [17] (rys. 17).

Pompa cyrkulacyjna musi charakteryzować się dużą szczelnością. W związku z tym najlepszym rozwiązaniem będzie konstrukcja hermetyczna. Produkty tego typu oferuje firma Hermetic. Pompy są łożyskowane hydrodynamicznie i napędzane silnikiem asynchronicznym. Stojan wirnika znajduje się poza korpusem, natomiast wirnik – wewnątrz, co pozwala uzyskać całkowicie uszczelniony układ [18].

1.5. Podsumowanie

Wstępna analiza obiegu pokazała, że układ pracujący z toluenem jako medium roboczym jest kompromisem, który z jednej strony oferuje względnie wysoką sprawność cieplną (19%), a z drugiej – prostą konstrukcję turbiny. Na rynku dostępne są pozostałe elementy obiegu, takie jak kocioł, parownik, skraplacz i pompa cyrkulacyjna. Spełniają one warunki omawianego obiegu ORC, tzn. są w stanie pracować przy wysokich ciśnieniach czynnika, a z drugiej strony posiadają szczelną konstrukcję. Dla siłowni konieczne będzie także dobranie odpowiedniego systemu kontrolno-pomiarowego, który będzie w stanie regulować ilość spalanej biomasy w zależności od nasłonecznienia, tak aby zapewnić stabilną pracę wszystkich podzespołów.

THE CYCLE OF THE HYBRID TYPE POWER PLANT

(ABSTRACT)

The paper presents a preliminary concept of the hybrid power plant cycle powered by biomass and supported by the solar energy delivered in form of the heat from parabolic mirrors. The relevance of application of ORC cycle in comparison with traditional Rankin cycle was discussed. A thermodynamic cycle analysis for four different working media was performed, that is for water, toluene, MDM and cyclohexane. The cycle operating with toluene turned out to be a compromise between high thermal efficiency and construction simplicity. For this medium the main dimensions and the preliminary design of the turbine blading were presented. Other elements of the cycle such as the evaporator, the condenser and the pump were also proposed.

LITERATURA

- [1] Borsukiewicz-Gozdur A., *Dual-fluid-hybrid power plant co-powered by low-temperature geothermal water*, "Geothermics" 2010, nr 39.
- [2] Borsukiewicz-Gozdur A., *Efektywność pracy elektrowni geotermalnej z organicznym czynnikiem roboczym*, praca doktorska, Politechnika Szczecińska, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Mechatroniki.
- [3] Chodkiewicz R., *Ćwiczenia projektowe z turbin cieplnych*, Warszawa 2008.
- [4] Gaia M., *30 Years of Organic Rankine Cycle Development*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, 22–23 September 2011, Delft.

- [5] Hanausek P., Klonowicz P., Krysiński J., *Koncepcja hybrydowej siłowni geotermalnej w Uniejowie*, II Kongres Geotermalny, Bukowina Tatrzańska 2009.
- [6] Harnick J., Pasquale D., Pecnik R., Colonna P., *Three-Dimensional RANS Simulation of a High-Speed Organic Rankine Cycle Turbine*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, 22–23 September 2011, Delft.
- [7] <http://217.29.32.151/thermowave.de>.
- [8] Klonowicz P., *Computational Algorithm for Low Enthalpy Power Plant Cycles*, Master Thesis, International Faculty of Engineering, Technical University of Lodz, 2007.
- [9] Klonowicz P., *Obiegi hybrydowe wykorzystujące odnawialne źródła energii*, Program Rozwoju Doktorantów – Bioenergia dla Regionu 2011–2012.
- [10] Klonowicz P., Fijałkowski T., Magiera R., *Radial Curtis Stage*, “Power System Engineering, Thermodynamics & Fluid Flow”, June 2011, Pilsen, Czech Republic.
- [11] Klonowicz P., Hanausek P., *Optimum design of the axial ORC turbines with support of the Ansys CFX flow simulations*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, 22–23 September 2011, Delft.
- [12] Klonowicz P., Klonowicz W., *Synergy Effect in the Hybrid ORC Power Plant Driven by Two Low Enthalpy Heat Sources*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, 22–23 September 2011, Delft.
- [13] Klonowicz P., Sobczak K., Fijałkowski T., *Analysis of Kinematics for a Single-Stage ORC Impulse Turbine*, 10th International Symposium on Compressor & Turbine Flow Systems – Theory & Application Areas, Symkom 2011, 26–28 October 2011, Lodz.
- [14] Kryłowicz W., Hanausek P., Klonowicz P., Klonowicz W., Kurpik J., *Pilotprojekt der hybridgespeisten KWK-Anlage für die Stadt Uniejow*, 42. Kraftwerkstechnisches Kolloquium 2010, 12–13 Oktober 2010, Dresden.
- [15] Perycz S., *Turbiny parowe i gazowe*, Wrocław 1992.
- [16] Preißinger M., Weith T., Brüggemann D., *Supercritical Organic Rankine Cycle for waste heat recovery at high temperatures*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, 22–23 September 2011, Delft.
- [17] www.cht.gd.pl.
- [18] www.hermetic-pumpen.pl.
- [19] www.nist.gov/srd/nist23.cfm.
- [20] www.spilling.de.
- [21] www.triogen.nl.

2. Kotły na słomę w elektrociepłowni hybrydowej

STRESZCZENIE

W opracowaniu został przedstawiony opis techniczny kotłów zasilanych słomą oraz wspomaganych częściowo energią słoneczną i energią z wiatru. Słoma jako paliwo ma największy potencjał do wykorzystania w energetyce rozproszonej i ciepłownictwie, dlatego to ona będzie stanowić główne źródło energii w elektrociepłowni. Zaprezentowano opis techniczny nagrzewnic zasilanych słomą, pracujących w połączeniu ze sobą. Należy podkreślić, iż zostały tu scharakteryzowane bardzo nowoczesne kotły wsadowe o wysokiej sprawności i efektywności spalania samych balotów ze słomy.

2.1. Wprowadzenie

Zaprezentowane rozwiązanie dedykowane jest dla gmin, które planują wybudowanie elektrociepłowni produkującej ciepło i energię elektryczną, zasilanej biomasą w postaci balot ze słomy. Paliwo, jakie zostało wybrane na główne źródło energii, ma słabe właściwości energetyczne, takie jak niska kaloryczność, wysoki stopień zawilgocenia czy też wysoka zawartość chloru, natomiast jest to paliwo ogólnodostępne zarówno w Polsce, jak i w Europie, i należy do odnawialnych źródeł energii, co czyni go atrakcyjnym produktem [5].

Podstawowym paliwem do wykorzystania w elektrociepłowni jest słoma, transportowana z okolicznych pól przez rolników, z którymi będą podpisane stosowne umowy na stałe dostawy. Roczne zużycie biomasy będzie się kształtować na poziomie 3154 t słomy, przy czym największe jej zużycie przypadnie na miesiące październik–marzec, czyli w okresie zimowym. Przez pozostałą część roku słoma będzie składowana w specjalnie do tego przygotowanych magazynach, zarówno zadaszonych, jak i na placu, czyli na wolnym powietrzu. Cel, dla którego część infrastruktury magazynowej biomasy znajdzie się w budynku, a część na placu składowym jest prosty – otóż biomasa zmagazynowana na

składowisku zewnętrznym zostanie wystawiona na zmienne warunki klimatyczne, takie jak opady deszczu, intensywność wiatru itd. Powinno to pozwolić na wypłukanie części związków chloru i jednocześnie przyczyni się do polepszenia właściwości paliwowych słomy.

Słoma w postaci balot będzie transportowana na teren elektrociepłowni ciężarówkami. Planowane są dwa wjazdy w postaci bram, gdzie baloty ze słomy będą podlegały kontroli (rozmiar, waga, zawartość wilgoci). W skład obsługi elektrociepłowni powinny wejść: strażnik i jednocześnie odbiorca biomasy, pracujący w stróżówce przy bramie wjazdowej; operator wózka widłowego, który będzie podawał baloty ze słomy do kotłów wsadowych; operator układu ORC z turbiną i generatorem oraz kierownik obiektu elektrociepłowni [2].

2.2. Parametry paliwowe i różne zastosowania słomy

Słoma jest paliwem zaliczanym do odnawialnych źródeł energii i ma największy potencjał wśród wielu innych typów biomasy w Polsce do wykorzystania w celu lokalnej produkcji ciepła i energii elektrycznej. Zgodnie z definicją zamieszczoną w *Małej Encyklopedii Rolniczej* słoma to dojrzałe lub wysuszone źdźbła roślin zbożowych; określenia tego używa się także w stosunku do wysuszonych roślin strączkowych, lnu, rzepaku. W skład słomy wchodzi głównie: włókno surowe oraz związki bezazotowe wyciągowe. Jako surowiec energetyczny słoma nie odgrywała do niedawna dużego znaczenia, nie licząc stosowania jej w postaci paliwa w indywidualnych siedliskach ludzkich, w szczególności jako dodatku do peletów z biomasy leśnej. W dzisiejszych uwarunkowaniach związanych ze zwiększeniem udziału odnawialnych źródeł energii można zauważyć znaczny wzrost jej wykorzystania w dużych przemysłowych kotłach i piecach wsadowych, spalających baloty ze słomy w coraz bardziej efektywny i przyjazny środowisku sposób. Słoma traktowana jako paliwo odnawialne przewidywana jest do powszechnego wykorzystania w całym kraju. Słoma jako paliwo charakteryzuje się dużą zawartością suchej masy (ok. 85%), posiada zdolność chłonięcia wody i gazów. Jest zasadniczo wykorzystywana jako pasza i podściółka w hodowli zwierząt gospodarskich, natomiast do celów energetycznych wykorzystuje się tylko jej nadwyżki. W energetyce znajduje zastosowanie słoma wszystkich rodzajów zbóż oraz rzepaku i gryki, przy czym za szczególnie cenną uchodzi słoma żytnia, pszenna, rzepakowa i gryczana oraz osadki kukurydzy.

W Polsce wytwarza się ok. 26 mln t słomy rocznie, z czego aż 10 mln t nie znajduje zastosowania. Wykorzystanie nadwyżek słomy do celów energetycznych pozwala uniknąć ich spalania na polach. Ta częsta praktyka wyrządza wielkie szkody środowisku naturalnemu [4].

2.2.1. Właściwości słomy jako paliwa

Ocena słomy na cele energetyczne polega na analizie:

- wartości opałowej,
- wilgotności,
- stopnia zwiędnięcia.

Tabela 1

Wartości opałowe wybranych typów słomy

Rodzaj słomy	Wartość opałowa słomy suchej [MJ/kg]	Wilgotność słomy świeżej [%]	Wartość opałowa słomy świeżej [MJ/kg]
Pszenna	17,3	12–22	12,9–14,9
Jęczmienna	16,1	12–22	12,0–13,9
Pszenna	16,8	50–70	3,3–7,2

Źródło: [8].

Najważniejszym z parametrów paliwowych jest wartość opałowa, która według PN-73/G-04513 określana jest jako ilość ciepła uzyskiwana podczas spalania jednostki masy paliwa stałego w atmosferze tlenu pomniejszona o ciepło parowania wody (uzyskanej w procesie spalania oraz wilgotności higroskopijnej). Dla suchej słomy wartość opałowa mieści się w granicach od 14 do 17 MJ/kg i zależy przede wszystkim od gatunku rośliny. Porównując te parametry z węglem, którego wartość opałowa zawiera się w przedziale 18,8–30 MJ/kg, można przyjąć że 1,5 t słomy odpowiada 1 t węgla średnio-energetycznego. Wartość energetyczna słomy zależy w głównej mierze od zawartości

wody. Wilgotność słomy świeżej to 12–22% i jest uzależniona przede wszystkim od rodzaju rośliny oraz warunków atmosferycznych, w jakich odbywa się zbiór. Zwiększona wilgotność wpływa, oprócz pogorszenia wartości uzyskiwanej energii, również na wzrost emisji zanieczyszczeń w spalinach oraz na sprawność samego kotła. Jak już wspomniano, w Polsce rolnictwo wytwarza ok. 26 mln t słomy rocznie, z czego ok. 16 mln t wykorzystywanych jest na cele rolnicze, w tym: słoma rozdrobniona na sieczkę służy jako dodatek do pasz, zaorywana zwiększa ilość próchnicy w glebie oraz używana jest jako ściółka. Pozostała część nie ma żadnego zastosowania [3].

Słoma do celów grzewczych jest zbierana i prasowana w bele lub baloty oraz gromadzona w postaci ściętej sieczki. Ostatnio coraz częściej wykorzystuje się ją do tych celów w postaci przetworzonej, czyli brykietów (najlepsza jest do tego słoma szara).

Wyróżniamy trzy systemy spalania słomy:

1. Okresowo – cykliczne spalanie ładunków słomy w tzw. kotłach wsadowych (kotły o małej mocy).
2. Spalanie słomy ciętej na odcinki o dł. 5–10 cm w kotłach o działaniu ciągłym (kotły o dużej mocy: od 1 do kilkunastu MW).
3. Spalanie słomy w tzw. systemie cygarowym, w kotłach o działaniu ciągłym i dużej mocy (od kilku do kilkunastu MW).

Coraz częściej jesteśmy świadkami płonących ściernisk oraz zalegających na polach stogów. A przecież dobrym nośnikiem energii byłyby słoma stanowiąca doskonałe biopaliwo – nie tylko w małych kotłach, lecz także w dużych ciepłowniach przeznaczonych do ogrzewania budynków wielorodzinnych i osiedli. Szacuje się, że koszty opalania słomą w małych piecach są w porównaniu z wydatkami na opalenie węglem niższe o ponad połowę. W większych piecach ten stosunek jest jeszcze bardziej korzystny, z uwagi na ograniczenie kosztów transportu. Oczywiście koszty opalania słomą są jeszcze mniejsze, jeśli pochodzi ona z własnego gospodarstwa. Wartość opałowa słomy zależy od jej wilgotności, rodzaju zboża i sposobu jego nawożenia oraz warunków zbioru (słoma żółta i szara). Zbyt duża wilgotność obniża wartość energetyczną oraz powoduje wzrost emisji zanieczyszczeń. Optymalna zawartość wilgoci powinna wynosić ok. 15%, a maksymalna 18–22%.

Tabela 2

Wartości opałowe wybranych typów słomy

Nośnik energii	Wartość opałowa [MJ/kg]
Słoma żółta	14,3
Słoma szara	15,2

Źródło: [6].

Stosowanie słomy jako paliwa ma wady i zalety.

Zalety:

- wytworzenie energii tanim kosztem,
- zerowy bilans dwutlenku węgla, ponieważ przy spalaniu słomy nie wytwarza się więcej dwutlenku węgla aniżeli pobiera go zboże z atmosfery w trakcie swojego wzrostu,
- mniejsza emisja tlenków siarki i azotu,
- niska zawartość popiołu, który gromadzi duże ilości tlenków wapnia, potasu i fosforu, i może być z powodzeniem wykorzystany jako nawóz mineralny,
- możliwość długiego przechowywania w suchych pomieszczeniach.

Wady:

- mała gęstość i wysoka zawartość części lotnych (oznacza to kłopotliwy transport i pewne problemy w procesie spalania),
- zawartość w słomie pozostałości środków ochrony roślin – wydzielają się związki rakotwórcze (dioksyne i furany),
- niska temperatura topnienia popiołu powoduje znaczne zanieczyszczenie pieca, w tym szlakowanie powierzchni ogrzewalnych oraz spiekanie,
- zawartość chloru i potasu zwiększa korozję metalowych elementów pieca,
- znaczna przestrzeń magazynowa, która umożliwia utrzymanie wilgotności słomy na poziomie 10–20%.

Słoma jest w dużym stopniu paliwem ekologicznym, tanim i dobrze służącym środowisku naturalnemu, toteż z roku na rok rośnie zapotrzebowanie na jej produkcję. Na rynku pojawia się coraz więcej firm oferujących różnego rodzaju kotły, coraz bardziej udoskonalane, a przez to zwiększające swoją sprawność i ułatwiające obsługę. Świeża żółta słoma zawiera w swoim składzie wiele metali alkalicznych i związków chloru, które wzmagają procesy korozji oraz powstawania żużla. Dlatego zaleca się, aby słoma, która ma być wykorzystana na cele energetyczne, została poddana procesowi wędnięcia. Polega on na wymywaniu szkodliwych związków ze słomy przez opady atmosferyczne. Stopień wędnięcia świadczy o tym, jak długo pozostawała ona na polu i była poddawana działaniu zmiennych warunków atmosferycznych, a następnie została wykoszona. Charakterystyczną cechą takiej słomy jest szary kolor w porównaniu do słomy świeżej, która ma kolor żółty [9, s. 169–184].

2.2.2. Technologia zbioru słomy

Słoma przeznaczona na cele energetyczne jest zbierana za pomocą pras. Podstawowym parametrem warunkującym zbiór jest wilgotność, która nie powinna przekraczać 15%. Jeśli jest to możliwe, słomę należy poddać procesowi wędnięcia.



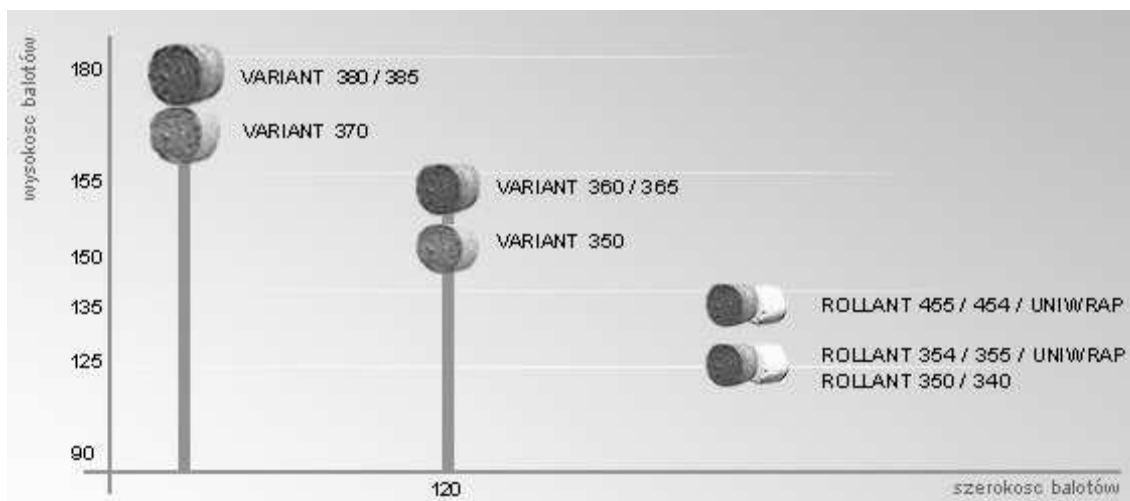
Rys. 1. Prasa rolująca firmy CLAAS do zbierania słomy z pól uprawnych

Źródło: [7].

W gospodarstwach rolnych spotyka się trzy rodzaje pras:

- prasy formujące małe bele prostopadłościennie o stopniu zagęszczenia do 130 kg/m^3 ,
- prasy zwijające, formujące wielkowymiarowe bele cylindryczne o stopniu zagęszczenia do 150 kg/m^3 ,
- prasy formujące wielkogabarytowe bele prostopadłościennie o stopniu zagęszczenia do 180 kg/m^3 .

Największą wydajnością charakteryzują się prasy formujące wielkowymiarowe bele prostopadłościennie o masie od 200 do 450 kg. Jest to najbardziej optymalna forma prasowania. Główną zaletą, oprócz wydajności sięgającej 5 ha/h, jest kształt bel pozwalający na optymalne wykorzystanie środków transportu i powierzchni magazynowych. Bele



Rys. 2. Wykres obrazujący typy maszyn firmy CLAAS do zbierania balotów ze słomy o określonej wielkości i geometrii

Źródło: [7].

ładowane są ładowaczami czołowymi lub za pomocą ciągniętej przyczepy samozbierającej. Przyczepa taka automatycznie ładuje, a w miejscu składowania rozładowuje zebrany surowiec, układając go w stertę.

Podwójny sposób wiązania bel ze słomy

W porównaniu z wiązaniem pojedynczym, przy wiązaniu podwójnym czas postoju zmniejsza się nawet o 50%. Produkuje się więcej bel w ciągu godziny, zmniejsza się zużycie oleju napędowego i nakłady robocizny oraz w założonym czasie można zebrać pokos z jeszcze większej powierzchni. Przy podwójnym wiązaniu sznurkiem systemem KRONE, końce sznurka nie znajdują się na krawędziach bel, ale w ich środku, ponieważ wiązanie zaczyna się i kończy w środku. Tym samym bele zachowują szczególną stabilność kształtu, również przy wielokrotnym przeładunku.

Sposoby składowania słomy

Słoma powinna być składowana natychmiast po sprasowaniu, aby uniknąć wchłaniania wilgoci z powietrza i zamakania. Tylko składowanie w stanie suchym pozwala uzyskać dobry surowiec. Pryzmy zazwyczaj umieszcza się w pobliżu miejsca zbioru, przykrywając strzechą lub plandeką. Najlepszym miejscem składowania byłyby stodoły lub wiaty. W praktyce znaczne ilości sprasowanej słomy pozostają na polu. Istotne jest, by miejsce składowania miało suche, przepuszczalne lub odwadniane podłoże i aby był możliwy dojazd przez cały rok bez względu na warunki atmosferyczne. Pryzmy narażone na oddziaływanie środowiskowe potrafią zwiększyć wilgotność zewnętrznej warstwy (~0,5 m) do 25–30%. Wybór miejsca na stertę musi uwzględniać wymagania bezpieczeństwa przeciwpożarowego. Wielkość pojedynczej sterty nie może przekraczać 200–300 t. Odległości pomiędzy stertami powinny wynosić minimum 30 m, natomiast od innych obiektów:

- dróg publicznych, torów kolejowych – 30 m,
- urządzeń i linii elektrycznych wysokiego napięcia – 30 m,
- lasów i terenów zadrzewionych – 100 m,
- budynków z materiałów łatwopalnych – 30 m,
- budynków z materiałów niepalnych o pokryciu trudno zapalnym – 20 m,
- innych stref stanowiących odrębną strefę pożarową – 30 m.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa należy stosować zaorane pasy o szerokości 2 m w odległości 3 m od sterty.

Inne wykorzystanie słomy:

- strzecha (słoma żytnia),
- biopaliwo,
- materiał do izolacji i ocieplania ścian budynków,
- podłoże do uprawy grzybów,
- ściółka w ogrodnictwie,
- artykuły dekoracyjne.

Słomę, a więc łodygi i liście dojrzałych roślin uprawnych po omłocie (np. zbóż, rzepaku, lnu, bobiku, maku), wykorzystuje się jako paszę i ściółkę dla zwierząt gospodarskich, z której uzyskuje się obornik. Jest także przyorywana jako nawóz organiczny. Ze słomy można produkować sztuczny obornik, który powstaje przez jej kompostowanie z organicznymi dodatkami zwilżanymi gnojowicą lub gnojówką [1, s. 133–141].

Słoma jest przechowywana luzem albo prasowana i wiązana w wiązki czy bele. Może być składowana w stodołach, na strychach lub na wolnym powietrzu w postaci stogów lub stert. W niektórych krajach (np. Niemcy) na polu układa się dekoracje z prasowanej słomy.

2.2.3. Kotły wsadowe na baloty ze słomy

Na bazie kotłów na słomę typu EKOPAL RM w firmie Metalerg została opracowana konstrukcja typoszeregu nagrzewnic powietrza, w których można ogrzewać powietrze do 1200°C (przy maksymalnej ilości powietrza nieprzekraczającej 34 000 m³/h). System spalania słomy w tych nagrzewnicach jest identyczny, jak w kotłach EKOPAL RM, tzn. jest to system przeciwprądowy ze wstępnym zgazowaniem słomy i późniejszym końcowym spalaniem powstałego gazu. Typoszereg nagrzewnic obejmuje 8 wielkości o mocy od 60 do 1000 kW, przystosowanych do wszelkiego rodzaju balotów słomy, poczynając od najmniejszych kostek o wymiarach 80 × 40 × 40 cm, poprzez okrągłe baloty o średnicy 120–180 cm, aż do prostopadłościaków wysokiego zgniotu o wymiarach 250 × 120 × 80 cm. Wielkość komór spalania słomy dostosowuje się do konkretnych wymiarów balotów posiadanych przez użytkownika. Oczywiście w nagrzewnicach można spalać również drewno kawałkowe i wszelką inną



Rys. 3. Kocioł wsadowy firmy Metalerg na baloty ze słomy

Źródło: katalog produktów firmy Metalerg.

biomasę. Nagrzewnicę powietrza typu EKOPAL S można scharakteryzować spopularyzowanym ostatnio określeniem „2 w 1”, gdyż występuje w niej kocioł i rurkowy wymiennik ciepła.

1. Kocioł – to taki sam kocioł na słomę, jak EKOPAL RM, w którym woda została zastąpiona innym płynem o wysokiej temperaturze wrzenia. Ciepło przenoszone spalinami ze słomy poprzez płomienice przekazywane jest do płynu, dzięki czemu jest on nagrzewany do wysokiej temperatury.

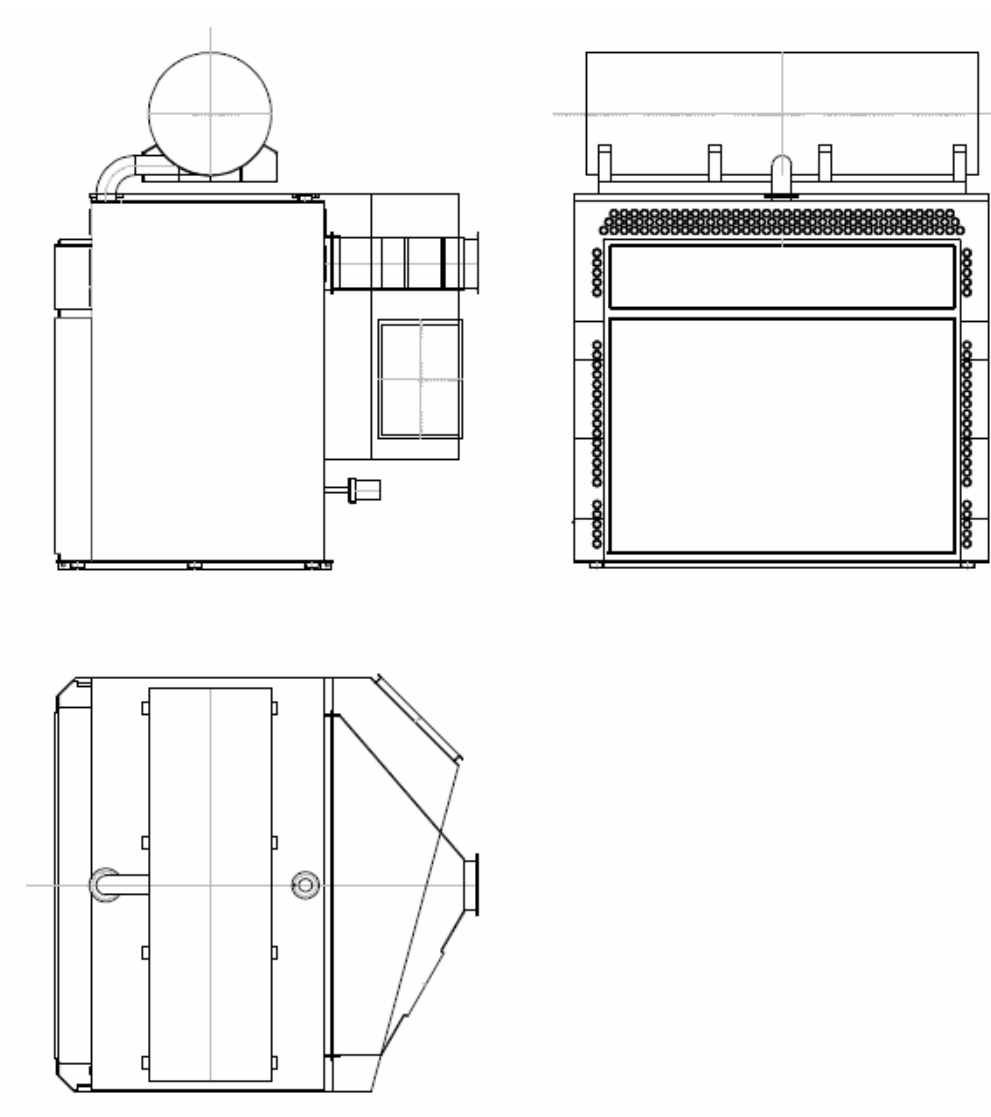
2. Rurkowy wymiennik ciepły „płyn–powietrze” – w kocioł wbudowane są rurki, przez które przepływa czerpane z zewnątrz powietrze, przejmujące przeponowo ciepło z nagrzanego płynu. Powietrze to jest zasysane do rurek wymiennika wentylatorem usytuowanym za nagrzewnicą. W przypadku zastosowania nagrzewnicy do suszarni zbożowej rolę tę spełnia wentylator suszarni. Konstrukcja nagrzewnicy zapewnia konwekcyjne krążenie płynu. W rezultacie dostarczamy urządzenie w jednym bloku bez żadnych pomp, zaworów, dodatkowych wentylatorów itp. Należy je podłączyć tylko do komina w celu odprowadzenia spalin i do urządzenia odbierającego nagrzane powietrze.

Zalety:

- zastąpienie w 100% poprzedniego drogiego paliwa (olej, gaz, węgiel lub miał),
- możliwość suszenia za pomocą taniego paliwa (słoma, drewno, trociny, zrębki, wierzba energetyczna, brykiet itd.),
- wysoka sprawność (do 85%),
- łatwa regulacja temperatury i mały jej spadek między załadunkami (maks. do 5°C),
- przelicznik zużycia słomy: 1 litr oleju opałowego = 3 kg słomy,
- prosta i komfortowa obsługa,
- trwała konserwacja poprzez nośnik ciepła,
- brak potrzeby opróżniania płynu po okresie grzewczym,
- zastosowanie: suszenie zbóż, kukurydzy, ziół, warzyw, drewna itd. (bez obawy zatrucia, skażenia materiału spożywczego spalinami).

Eksploatacja i praca nagrzewnic

Kotły wsadowe pracujące w układzie podwójnym mają tę zaletę nad innymi rozwiązaniami, w tym nad pojedynczym kotłem, że:



Rys. 4. Rysunek techniczny kotła wsadowego o mocy 1 MW na baloty ze słomy
Źródło: katalog produktów firmy Metalerg.

- w trakcie odstawienia jednej nagrzewnicy (co będzie miało miejsce zazwyczaj podczas okresu letniego i w trakcie czyszczenia z tzw. warstwy mineralnej i popiołu zalegającego na ścianach powierzchni ogrzewalnych kotła), druga nagrzewnica będzie nadal pracowała, nie przerywając produkcji ciepła i prądu,
- w razie jakiegokolwiek awarii jeden z kotłów przejmie pracę drugiego i będzie funkcjonował przy większym obciążeniu cieplnym,
- w okresach zmiennych warunków pogodowych (odwilże, słabe i niezbyt mroźne zimy) łatwa kompensacja mocy cieplnej.

Parametry nagrzewnic EKOPAL S-1000:

Moc¹: 1000 kW.

Maks. temp. powietrza: 120°C (przy maks. ilości powietrza 36 000 m³/h).

Wymiary kotła:

- szerokość: 3664 mm,
- wysokość: 4570 mm,
- długość: 3840 mm.

Komory spalania:

- szerokość: 2900 mm,
- wysokość: 1900 mm,
- długość: 1580 mm,
- masa własna: 16 000 kg,
- ilość płynu: ~4000 kg,
- sprawność nagrzewnicy: do 85%.

¹ Moc kotła uzyskiwana w czasie jego pracy i w czasie opalania optymalnym paliwem o wilgotności 15%.

2.3. Podsumowanie

Koncepcja elektrociepłowni przewiduje w swoich założeniach kotły wsadowe na baly ze słomy, o wysokiej sprawności i dobrych parametrach pracy, a także długim okresie eksploatacji. W tekście została przedstawiona charakterystyka słomy jako paliwa, jej wady i zalety w tym aspekcie oraz sposoby odmiennego – od celów energetycznych – jej zagospodarowania. Ważną częścią opracowania jest opis sposobu zbierania i magazynowania biomasy oraz przykłady urządzeń do zbierania i prasowania słomy. Ukazano szereg problemów, jakie występują w trakcie eksploatacji kotłów na słomę, wynikających z właściwości fizykochemicznych tego paliwa, takich jak duża wilgotność, niska temperatura topnienia popiołu czy zawartość chloru i potasu. Wśród najważniejszych utrudnień eksploatacyjnych podczas spalania słomy należy przede wszystkim pamiętać o szlakowaniu powierzchni ogrzewalnych kotła, tworzeniu się osadów mineralnych na powierzchniach wymiany ciepła i procesie żużlowania. Zostały dobrane kotły wsadowe na słomę, które pracują w połączeniu z turbiną i czynnikiem niskowrzącym, i które charakteryzują się posiadaniem wewnętrznego wymiennika ciepła z medium w postaci oleju diatermicznego. Kotły wsadowe polskiej firmy Metalerg będą pracowały w połączeniu ze sobą i dzięki temu pozwolą na sprawniejszą pracę całej elektrociepłowni hybrydowej.

BOILERS FOR STRAW IN POWER PLANT

(ABSTRACT)

In this paper a technical description of boilers feed with straw and combined with solar energy and wind energy is presented. Straw as a fuel has the biggest potential among all renewable energy sources in power energy sector and because of that fact straw was chosen as the most suitable fuel in combined heat and power plant. It is presented the technical description of two boilers for straw working connected together. It is important to announce that it is presented and describe a novel method of connecting very efficient straw boilers with ORC cycle.

LITERATURA

- [1] Cocker-Maciejewska A., *Obróbka wstępna biomasy na potrzeby systemów energetycznych*, „Ochrona Środowiska i Zasobów Naturalnych” 2007, nr 30.
- [2] Loo van S., Koppejan J., *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*, London 2008.

- [3] Ricketts B. *et al.*, *Technology Status Review of Waste/Biomass Co-Gasification with Coal*, Ichem Fift European Gasification Conference, 8–10 April 2002, Noordwijk, The Netherlands.
- [4] Rosillo-Calle F., de Groot P., Hemstock S. L., Woods J., *The Biomass Assessment Handbook Bio-energy for a Sustainable Environment*, London 2008.
- [5] Ściażko M., Zuwała J., Pronobis M., *Współspalanie biomasy i paliw alternatywnych*, Zabrze 2007.
- [6] www.brykietowanie.com.
- [7] www.claas.pl/cl-pw/pl/products/pras_rolujace.
- [8] www.ogrzewnictwo.pl.
- [9] Zawadzka A., Imbierowicz M. *et al.*, *Inwestowanie w Energetykę Odnawialną*, Łódź 2010.

3. Hybrydowe elementy elektrociepłowni – panele solarne i turbiny wiatrowe

STRESZCZENIE

W opracowaniu przedstawiona została koncepcja elektrociepłowni hybrydowej opartej na biomase jako głównym paliwie w połączeniu z energią słoneczną oraz wiatrową. Opracowany projekt ma być jednym z pierwszych w Europie, który łączy w sobie tak wiele źródeł energii i jest w pełni zgodny ze wszelkimi założeniami ekologicznymi. Obiekt będzie posiadał niezależny układ turbin wiatrowych produkujących prąd elektryczny oraz dwa zależne od siebie źródła ciepła: energię słoneczną oraz energię ze spalania biomasy (słoma), również przetwarzane na energię elektryczną.

W tekście zamieszczono skrócony schemat elektrociepłowni wraz z opisem działania całego obiegu. Ponadto opisano metodę integracji małych turbin wiatrowych z projektowaną elektrociepłownią. Zaprezentowane zostały prognozowane parametry turbiny oraz generowane moce, a także wyjaśnienia dotyczące obaw przed nadmiernym hałasem i wpływem na sieć energetyczną. Rozważane były różne sposoby podłączenia, z których wybrano najkorzystniejszy i najmniej kłopotliwy. Przedstawiono wpływ na środowisko, szacowane zapotrzebowanie na biomasę oraz przybliżoną emisję CO₂ do atmosfery.

W drugiej części opracowania omówiony został sposób wykorzystania energii słonecznej jako uzupełniającego źródła ciepła i zintegrowania go z układem elektrociepłowni. Przedstawiono analizę doboru odpowiedniego rodzaju kolektorów słonecznych oraz metodę ich włączenia w hybrydowy układ zasilania elektrociepłowni.

3.1. Wprowadzenie

Samo założenie spalania biomasy w projektowanej elektrociepłowni już na wstępie zapewnia zerowy bilans dwutlenku węgla. Przyjmuje się, że spalana biomasa pochłoneła wcześniej CO₂ z atmosfery w trakcie wzrostu. Rośliny w procesie fotosyntezy absorbują mniej więcej tyle samo dwutlenku węgla, ile później jest wytwarzane w procesie spalania. Jest to o tyle korzystne, że w przeciwieństwie do paliw tradycyjnych, np. węgla, gazu ziemnego albo ropy naftowej, nie zwiększamy ogólnej ilości CO₂ w atmosferze. Klasyczne

paliwa uwalniają dwutlenek węgla, który przyrodzie udało się zmagazynować pod ziemią w trakcie milionów lat, podczas gdy w trakcie spalania biomasy możemy co najwyżej mówić o właściwym wykorzystaniu „odpadów” (np. pozostawiona na polu słoma w procesie rozkładu i tak wytworzyłaby dużą ilość CO₂, ale bez żadnej korzyści energetycznej).

Nie da się jednak ukryć, że tak czy inaczej następuje emisja dwutlenku węgla do atmosfery i lokalnie przyczynia się do jego zwiększonego stężenia w powietrzu. Proces spalania w kotle jest znacznie gwałtowniejszy od naturalnego rozkładu i choć dla bilansu ogólnego nie ma to większego znaczenia, i nie zagraża otaczającej przyrodzie (spaliny z biomasy mają zdecydowanie niższą zawartość tlenków siarki i azotu w porównaniu np. z węglem kamiennym), to jednak lokalnie nie przyczynia się tak bardzo do ochrony przyrody, jak inne odnawialne źródła energii.

Należy też zauważyć, że występują straty związane z zastosowaniem turbiny parowej, a więc wzrost entropii i produkcja ciepła odpadowego. Jak do tej pory nie wymyślono lepszego sposobu na wytwarzanie prądu z ciepła niż przy użyciu turbiny parowej. Nawet nowoczesne elektrownie jądrowe opierają się na tej sprawdzonej i stosowanej od dawna technice. Niestety, metoda ta jest ograniczona przez sprawność cyklu Carnota, określoną wzorem:

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1}$$

gdzie:

T_1 – temperatura górnego źródła (pary przegrzanej) [K],

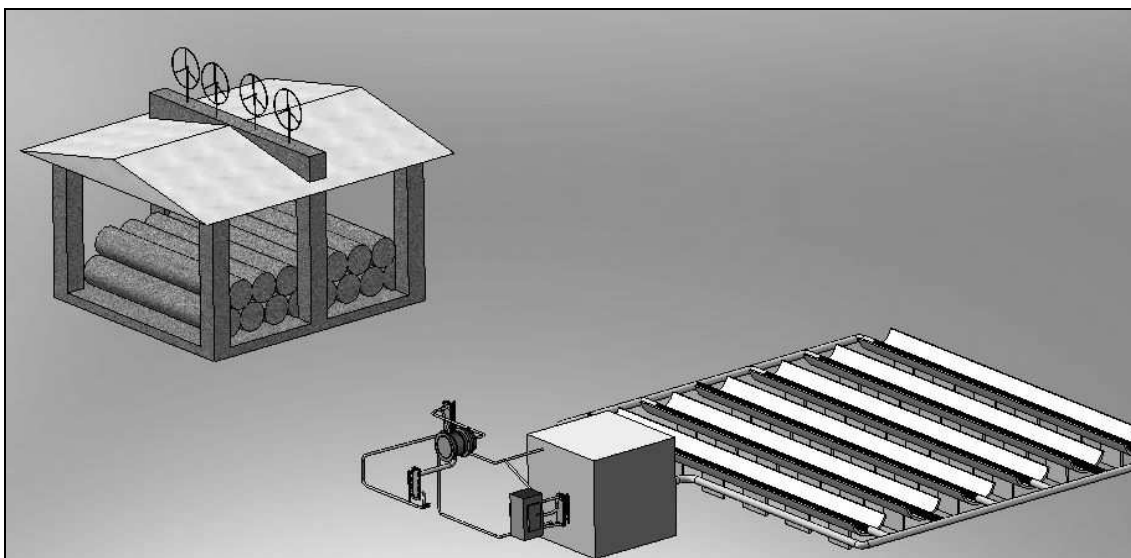
T_2 – temperatura dolnego źródła (w naszym przypadku: powietrza otoczenia) [K].

Trzeba przypomnieć, że jest to maksymalna teoretyczna (nigdy nie osiągalna) sprawność jakiegokolwiek silnika cieplnego. Elektrownia będzie zatem generować dużą ilość ciepła odpadowego, z którego tylko część uda się wykorzystać do ogrzewania domów w trakcie zimy.

Aby zminimalizować te efekty, elektrociepłownia zostanie wyposażona w elementy odnawialnych źródeł energii, takie jak turbiny wiatrowe i kolektory słoneczne. Tego typu instalacje przyczyniają się do rozwoju energetyki rozproszonej, pozwalającej odbiorcom na większą niezależność od dostaw prądu i naturalnie zmniejszają emisję CO₂, NO_x, SO_x oraz wszelkich innych zanieczyszczeń powstających przy tradycyjnej produkcji elektryczności.

3.2. Opis działania elektrociepłowni

Koncepcja budowy elektrowni opartej na odnawialnych źródłach energii jest odpowiedzią na zapotrzebowanie rynku na produkt, który w swojej zwartej konstrukcji zapewni stabilizację energetyczną gmin. Rozwiązania zastosowane na etapie projektu są nowoczesne, ale przede wszystkim sprawdzone i pewne, dzięki czemu konstrukcja elektrowni będzie niezawodna.

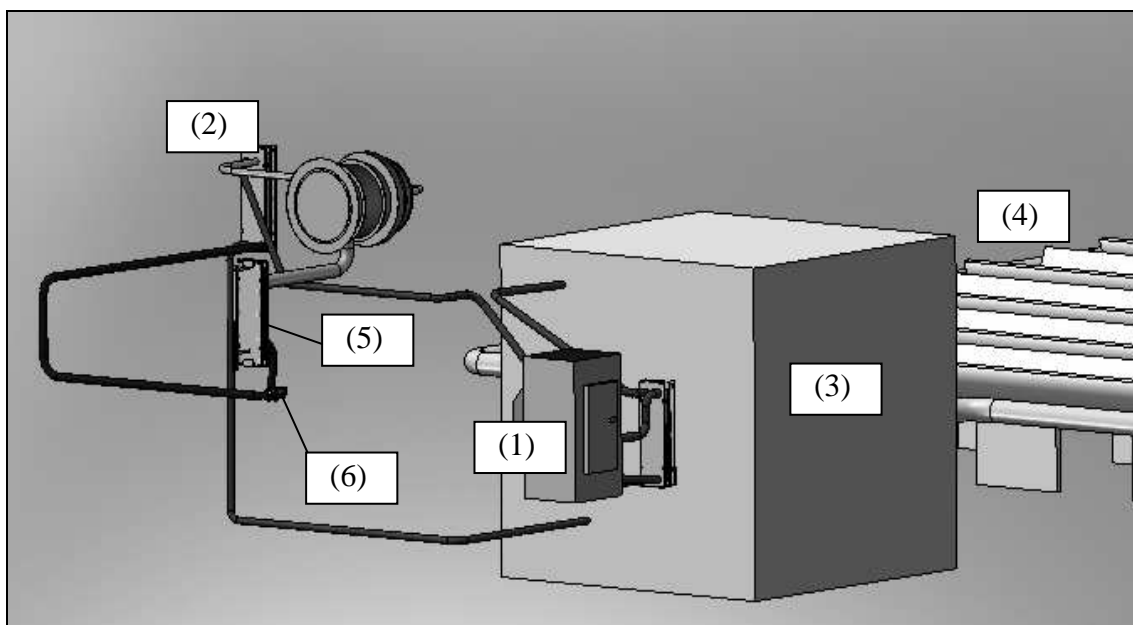


Rys. 1. Poglądowy schemat elektrociepłowni hybrydowej

Źródło: opracowanie własne.

Elektrociepłownia bazuje na słomie jako głównym źródle ciepła oraz na energii słonecznej jako źródle dodatkowym. Aby zwiększyć produkcję prądu elektrycznego, cały układ połączony jest z farmą wiatrową. Schemat poglądowy elektrociepłowni przedstawiony jest na rys. 2.

Sposób wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepłej jest zbliżony do układów realizowanych w konwencjonalnych elektrociepłowniach. Jak już wspomniano, głównym paliwem spalany w kotle (1) jest biomasa w postaci odpowiednio przygotowanej słomy. Proces uzdatniania słomy jest bardzo prosty i polega jedynie na jej rozdrobnieniu. Tak przygotowana biomasa transportowana jest za pomocą taśmociągów w kierunku kotła. W międzyczasie istnieje możliwość dodawania domieszek w postaci biomasy innej niż słoma, np. zrębków lub nawet śmieci. Wszystkie dodatki muszą również zostać przemielone, tak aby cząstki paliw różnych rodzajów miały tę samą wielkość. Zabieg ten uwydatnia proces spalania. Oczywiście jest, iż śmieci przed spaleniem, oprócz rozdrobnienia, muszą zostać posegregowane (oddzielenie materiałów wtórnych, niepalnych, toksycznych). Tak przygotowane paliwo jest wtryskiwane do kotła za pomocą strugi powietrznej, która porywa mieszaninę biomasy. W kotle następuje zamiana energii chemicznej ciał stałych na energię cieplną. Następnie gorący czynnik pośredni, którym jest olej, przeka-



Rys. 2. Schemat obiegu parowego – ORC

Źródło: opracowanie własne.

zuje swoją energię przez wymiennik – parownik (2) czynnikowi roboczemu niskowrzącemu. Para czynnika niskowrzącego kierowana jest na turbogenerator, powodując jego ruch, a tym samym produkcję prądu elektrycznego. Dodatkowo w układ kotłowy włączony jest obieg kolektorów słonecznych (4). Wspólnym punktem obu systemów jest akumulator ciepła (3). Jego podstawowym zadaniem jest bilansowanie ciepła podawanego przez kocioł z tym, które wytwarzane jest przez kolektory paraboliczno-cylindryczne. Następnym etapem jest skraplanie czynnika niskowrzącego w skraplaczu (5). Czynnik w formie cieczy kierowany zostaje przez pompę (6) do parownika (2), gdzie układ się zamyka.

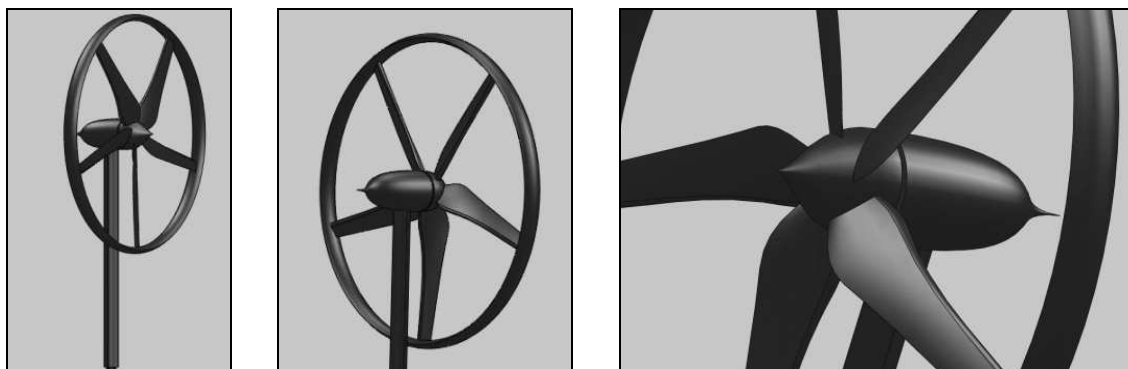
3.3. Zastosowanie turbin wiatrowych

Mimo tak znaczącej różnicy między biomasą a węglem, nie da się ukryć, że jednak w obu przypadkach z komina wydobywa się dym. Nawet przy uzasadnieniu z użyciem zerowego bilansu CO₂, lokalnie występuje większe stężenie dwutlenku węgla i NO_x niż w przypadku, gdyby elektrociepłownia nie powstała. Biomasa jest, co prawda, źródłem stabilnym, mało zawodnym i sprawdzonym, ma jednak duży wpływ na środowisko w porównaniu z innymi odnawialnymi źródłami energii. Z tego względu, oprócz niej, w elektrociepłownię zostaną także wkomponowane turbiny wiatrowe i paraboliczne – cylindryczne zwierciadła (kolektory) słoneczne. Jest to spowodowane funkcją edukacyjną elektrociepłowni, która ma przedstawiać możliwości integracji różnych źródeł energii. Pod względem ekonomicznym bardziej uzasadnione byłoby stworzenie jednej dużej farmy wiatrowej zamiast elektrociepłowni hybrydowej, ale kluczową kwestią w niniejszym projekcie jest również stałość dostaw prądu, której sam wiatr czy słońce nie są w stanie zapewnić. Celem zastosowania tych dodatków będzie wspomaganie pracy elektrociepłowni, dzięki czemu zmniejszy się ilość koniecznej do spalania biomasy. Moc wiatraków i paneli w porównaniu z całkowitą mocą elektryczną elektrowni będzie znikoma, lecz w kalkulacji rocznej zapewni widoczne oszczędności.

3.4. Założenia, parametry techniczne turbin

W elektrociepłowni wykorzystywane będą wiatraki małej mocy, do 1 kW. Jest to związane z promocją tego typu konstrukcji jako źródła prądu w energetyce rozproszonej. Atutem użycia małych turbin jest przede wszystkim ich cena, prostota i niezawodność.

Wymagają one znacznie mniejszej troski niż duże turbiny, a stawianie kilku sztuk znacznie zwielokrotnia całkowitą moc. O ile duże maszyny na pewno charakteryzuje większa sprawność i wyższy poziom technologiczny, to na pewno ustępują małym wiatrakom ceną i prostotą konstrukcji. Ostateczny kształt i parametry łopatek nie są jeszcze zdefiniowane. Na chwilę obecną wiatraki są w fazie projektu, ale ich poglądową wizualizację przedstawia rys. 3.



Rys. 3. Projekt wiatraka planowanego do zastosowania w elektrowni

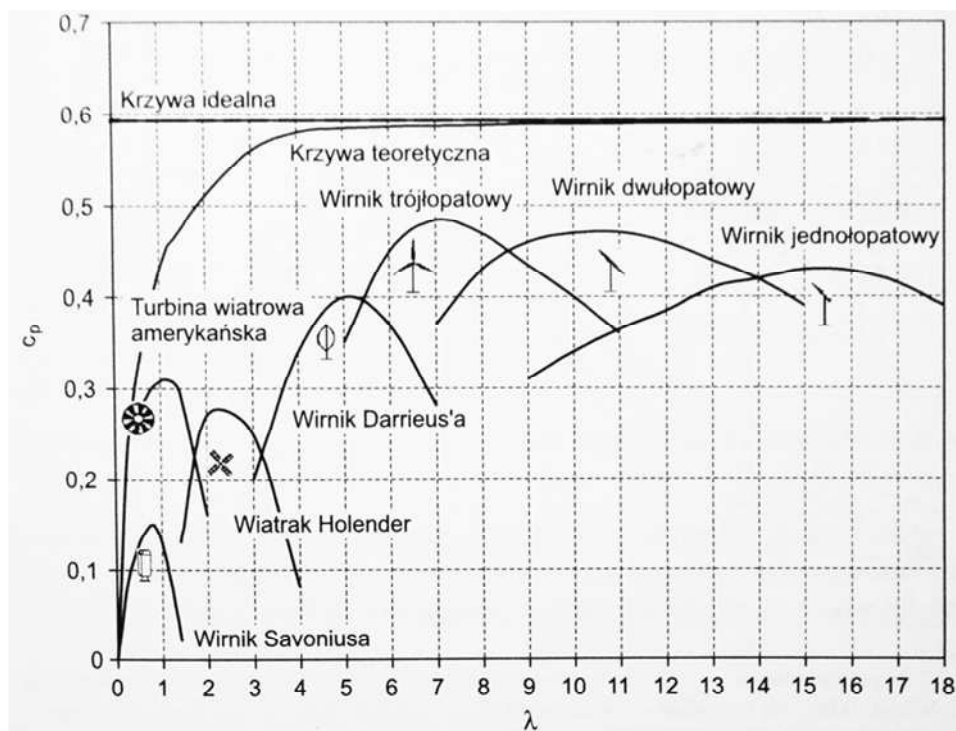
Źródło: opracowanie własne.

Istotną cechą wiatraka jest zastosowanie obryczy zewnętrznej. Element ten likwiduje turbulencje powstające często na końcówkach łopatek, które przyczyniają się do hałasu. Cała konstrukcja korpusu i kształt łopatek będą nastawione na zminimalizowanie turbulencji, a co za tym idzie – maksymalną redukcję hałasu związanego z przepływem powietrza. Optymalizacja konstrukcji pozwoli w ten sposób również na zwiększenie wydajności, bo właśnie turbulencje powodują spore straty przy konwersji energii.

Unikalną cechą turbiny będzie umiejscowienie łopatek za masztem w stosunku do kierunku wiatru. Dzięki temu uniknie się konieczności montowania steru i mechanizmu nakierowującego na wiatr, a ustawienie wiatraka będzie odbywało się samoczynnie dzięki oporowi łopatek. Aby uniknąć zakłóceń przepływu, kształt korpusu zostanie starannie dostosowany pod kątem aerodynamicznym, a na maszt zostanie nałożona otulina zmniejszająca jego opór. Taka konstrukcja ma na celu ograniczenie przestrzeni zajmowanej przez turbinę, większą estetykę i uproszczenie konstrukcji, a także zmniejszenie ceny końcowej produktu.

Powszechnie stosowaną praktyką jest projektowanie turbin wiatrowych o 3 łopatach. Mają one najwyższą możliwą do osiągnięcia sprawność w porównaniu z innymi konstrukcjami, teoretycznie mogącą sięgać ok. 48% (sprawność konwersji energii wiatru na energię mechaniczną turbiny). Na rys. 4 przedstawiona została zależność między sprawnością a współczynnikiem szybkobieżności dla różnych turbin.

Zastosowana w projekcie konstrukcja 5-łopatkowa będzie zatem miała nieznacznie mniejszą maksymalną sprawność teoretyczną w porównaniu z turbiną 3-łopatkową. Ważniejszym kryterium będzie tu jednak minimalna prędkość wiatru, przy której następuje start turbiny. Dla zwiększonej liczby łopatek moment siły wywołany przez ruchome powietrze jest większy dla małych prędkości. Sprawia to, że projektowana turbina będzie



Rys. 4. Sprawność różnych typów wirników

działać nawet dla słabych podmuchów wiatru. Dodatkowo, 5 łopatek zapewnia większą sztywność konstrukcji.

Projektowana średnica wirnika będzie wynosić 2 m. Dzięki temu przy prędkości wiatru 11 m/s turbina osiąga moc teoretyczną ok. 1,12 kW. Po odjęciu strat mechanicznych w przekładni, strat generatora oraz innych, moc elektryczna powinna wynosić nieco poniżej 1 kW. Należy pamiętać, że zależność mocy od prędkości nie jest funkcją liniową, a raczej kwadratową. W razie większego zapotrzebowania elektrociepłowni na prąd, można bez większych komplikacji dołożyć jedną lub dwie turbiny, bez konieczności przebudowy instalacji elektrycznej.

Wysokość masztu pozostaje kwestią otwartą aż do momentu powstania domu. Nie jest ona ograniczona przez konstrukcję wiatraka, który może być nałożony na dowolną okrągłą rurę o średnicy zewnętrznej 60 mm i minimalnej wysokości 1,5 m. Zestaw montażowy będzie zawierał odciąg linowy i elementy mocujące. Ze względu na brak fundamentów nie będą wymagane pozwolenia na budowę.

Generator turbiny będzie przekształconym silnikiem elektrycznym uniwersalnym. Ze względu na wysokie ceny specjalistycznych generatorów do elektrowni wiatrowych oraz brak dostępności odpowiednich silników/generatorów wolnobieżnych, zastosowana będzie przekładnia napędzająca popularny silnik uniwersalny o mocy ok. 1000 W. Silnik ten zostanie pozbawiony szczotek (byłyby one elementem szybko zużywającym się w trakcie eksploatacji) i komutatora, a dodatkowo wyposażony w odpowiednio połączone diody prostownicze. W konstrukcji brak będzie magnesów stałych, a funkcję wzbudzającą będzie pełnić uzwojenie wirnika zasilane prądem stałym z obwodu. Prąd ma być wzbudzany samoczynnie po ułamku sekundy pracy generatora, mimo braku zewnętrznego źródła zasilania. Zarówno napięcie, jak i natężenie prądu będzie zależeć od oporu odbiornika (lub ustawienia falownika/przekształtnika) oraz, naturalnie, od prędkości wiatru. Na chwilę obecną nie jest planowana regulacja kąta natarcia łopatek, przez co konstrukcja będzie trwalsza, tańsza i mniej awaryjna. Rozważa się zastosowanie przekładni bezstopniowej stożkowej z pierścieniem regulacyjnym zamiast tradycyjnej przekładni zębatej.

Opcjonalnym wyposażeniem wiatraków będzie krata ochronna, która nie tylko zapewni bezpieczeństwo dla ptaków, ale też wykluczy konieczność przeprowadzenia badań nad przelotami nietoperzy w rejonie inwestycji. Jej opór będzie minimalny i nie wpłynie znacząco na pracę wiatraka.

3.5. Zmienność mocy

Prędkość wiatru jest bardzo zmienna w ciągu doby i w ciągu roku. Jej najczęstszy dobowy rozkład osiąga maksimum w środku dnia i maleje do zera w nocy. Średnia dobowa zmienia się w ciągu roku, a najczęściej średnia roczna różni się w poszczególnych latach. Czasami różnice między sąsiednimi latami wynoszą nawet 30%. Z tego względu przed dokonaniem większych inwestycji w farmy wiatrowe najczęściej sprawdza się długoterminowe pomiary wiatru w jej okolicach, aby stwierdzić jej opłacalność i okres zwrotu na danym terenie. W przypadku projektowanej elektrociepłowni turbiny zostaną zainstalowane bez względu na prognozy ekonomiczne, z wielu powodów. Przede wszystkim w przypadku niewystarczającej mocy wiatraków i ich zbyt niskich osiągnięć, producent gwarantuje zwrot pieniędzy po okresie próbnym wynoszącym 8 miesięcy. Oprócz tego, chcąc zwiększyć moc z wiatru, zawsze można dostawić kilka jednostek do istniejących 20 bez większych kosztów inwestycyjnych. Kolejną kwestią jest edukacyjny aspekt elektrowni. Jej hybrydowe działanie jest jednym z głównych elementów decydujących o ekologii rozwiązania. Należy pamiętać o tym, że każdy kilowat wyprodukowanej z turbiny energii zaoszczędza bardzo dużo biomasy i ogranicza emisję CO₂ do atmosfery.

Alternatywą dla przedstawionej konstrukcji wirnika jest turbina o pionowej osi obrotu, tzw. Savonius. Na rys. 4 został przedstawiony jako najmniej korzystny pod względem wydajnościowym, lecz ma wiele pożytecznych cech. Przede wszystkim istnieje duża większa akceptacja społeczna dla tego typu konstrukcji. Wiąże się to z faktem, że o ile w tradycyjnych turbinach o poziomej osi obrotu ruch łopatek jest prostopadły do kierunku wiatru (łopatki jakby „tną” przepływające powietrze), o tyle Savoniusy poruszają się zgodnie z nim, nie stanowiąc zagrożenia dla ptaków¹. Dodatkowym plusem jest znacznie cichsza praca i wolniejsze obroty. Oprócz tego konstrukcja jest zdecydowanie tańsza w wykonaniu, prostsza i mniej zawodna. Wykorzystuje więcej dostępnego miejsca (ma cylindryczny kształt), przez co z tej samej objętości powietrza potrafi w praktyce wyprodukować większą ilość energii. Kolejnym plusem jest duży obwód dolnego dysku, pozwalający na zamontowanie elektromagnesów u podstawy, umożliwiających porównywalne do tradycyjnych turbin parametry generowania prądu, lecz bez konieczności stosowania przekładni.

¹ Żadne turbiny wiatrowe nie stanowią większego zagrożenia dla ptaków niż zwykle budynki, ale mimo to coraz częściej można spotkać się z niechęcią społeczną do tych urządzeń.

3.6. Metody podłączenia

Spśród kilku metod podłączenia wiatraków do elektrowni wybrany został najlepszy pod względem konstrukcyjnym (łatwość podłączenia), wydajnościowym (duża sprawność) i ekonomicznym (niskie koszty podłączenia, krótki czas zwrotu). Będzie to mianowicie podłączenie przez falownik do sieci elektrycznej ~ 230 V, zasilającej urządzenia niezbędne do funkcjonowania elektrowni. Zakłada się, że łączna moc urządzeń wewnątrz budynku (oświetlenie, pompy, automatyka itd.) będzie przekraczać 20 kW, więc wystąpi konieczność uzupełniania niedoboru energii prądem z sieci. Rozkład napięcia z obydwu źródeł będzie dozowany przez specjalnie przygotowane urządzenie elektroniczne (połączone z przekształtnikiem). W sytuacji postojowej elektrowni lub małego poboru mocy przez urządzenia, nadmiar prądu z wiatraków nie będzie sprzedawany do sieci energetycznej (sytuacja rzadka). Oprócz tej wersji podłączenia rozpatrywane były również inne:

1. Wstępne ogrzewanie elektryczne cieczy zanim trafi ona do kotła – rozwiązanie absolutnie najprostsze, ale też najmniej efektywne. Energia jest dodatkowo tracona na przemianie termodynamicznej w turbinie. Duże straty ciepłe.

2. Podłączenie mechaniczne do wału turbiny – rozwiązanie skrajnie trudne do wykonania, chociaż wykazujące największą teoretyczną sprawność. Konieczność zastosowania przekładni regulującej obroty w szybki i płynny sposób. Wykorzystanie istniejącego generatora zamiast własnych generatorów wiatraków. Rozważane tylko teoretycznie ze względu na trudności z utrzymaniem stałych obrotów turbiny.

3. Podłączenie bezpośrednio do sieci trójfazowej – w tym rozwiązaniu wiatraki stanowiłyby właściwie oddzielną elektrownię, z której następowałaby sprzedaż prądu bezpośrednio do sieci, a więc nie byłaby to koncepcja hybrydowa.

Dla bardzo mroźnych okresów, w których połączenie biomasy i słońca nie wystarczy do zaspokojenia zapotrzebowania mieszkańców na ciepło, należy zaprojektować prosty obwód zastępczy z grzałką, który będzie dodatkowo ogrzewał płynącą do domów wodę. To proste rozwiązanie będzie wykorzystywane tylko w krytycznych momentach przy napływającym silnym zimnym frontem powietrza.

3.7. Energia słoneczna i sposoby jej wykorzystania

Energia słoneczna powstaje w procesie reakcji termojądrowej (zamiana wodoru w hel), który zachodzi w temperaturze ok. 14×10^6 K i ciśnieniu bliskim 4×10^6 Pa wewnątrz Słońca. Wytworzona w ten sposób energia charakteryzuje się szerokim widmem, począwszy od promieniowania radiowego aż po promieniowanie rentgenowskie. Zasadniczy udział w widmie światła słonecznego przypada przede wszystkim na trzy zakresy promieniowania:

- podczerwone (47% udziału energii),
- widzialne (46% udziału energii),
- nadfioletowe (7% udziału energii).

Wartość średnia gęstości mocy promieniowania słonecznego docierającego do atmosfery ziemskiej wynosi ok. $1,4 \text{ kW/m}^2$, a jej wahania wynikają z eliptycznego ruchu Ziemi po orbicie. Natężenie promieniowania zależy również od wysokości słońca nad horyzontem. Z analizy zależności między wysokością słońca nad horyzontem a wielkością promieniowania docierającego do ziemi wynika, że gdy słońce znajduje się nisko nad horyzontem mniejsza porcja promieniowania dociera do ziemi, i odwrotnie.

Polska jako państwo strefy klimatu umiarkowanego posiada dość dobre warunki nasłonecznienia. Na rys. 5 przedstawiono mapę nasłonecznienia jej obszaru. Średnia roczna wartość nasłonecznienia wynosi $700\text{--}900 \text{ W/m}^2$ w zależności od obszaru, natomiast maksymalne nasłonecznienie podczas upalnych dni to ok. 1200 W/m^2 .

Energia słoneczna zalicza się do nieskończonych (odnawialnych), o dużej mocy oraz czystych źródeł, co powoduje duże zainteresowanie tym rodzajem energii i przetwarzaniem jej na energię użyteczną (czyli energię cieplną oraz elektryczną). O ile proces pozyskiwania ciepła z promieniowania słonecznego jest znany i coraz bardziej popularny, o tyle przetwarzanie energii słonecznej na prąd elektryczny jest znacznie bardziej skomplikowane.



Rys. 5. Mapa nasłonecznienia obszaru Polski

Źródło: [6].

3.8. Wykorzystywanie słońca jako źródła ciepła

W celu przetworzenia promieniowania słonecznego na energię cieplną stosuje się różnego rodzaju kolektory słoneczne, których budowa i zasada działania nie różnią się od siebie.

Kolektory słoneczne są urządzeniami wysokowydajnymi o dużej sprawności, stosowanymi w celu przetworzenia energii słonecznej na niskopotencjalne ciepło, czyli na energię, która może być wprost wykorzystywana przez człowieka. Urządzenia te najczęściej są stosowane do podgrzewania wody użytkowej. Wypromieniowana energia słoneczna przenika przez specjalne, dobrze przepuszczalne szkło i jest pochłaniana przez wysokowydajną warstwę rozdzielczą na podkładzie aluminiowym. Z powierzchni absorpcyjnej kolektora ciepło przechodzi do miedzianej lub aluminiowej rury zgiętej w kształcie litery „S”, a z niej dalej, do cieczy przenoszącej ciepło. Ciecz jest transportowana rurami zbiorczymi do wyjścia z kolektora. Wszystkie części funkcyjne kolektora są umiejscowione między zabezpieczającym hartowanym szkłem przykrywającym i wanną aluminiową, wypełnioną dobrze izolującym materiałem. Energia słoneczna wykorzystywana jest również do pośredniej i bezpośredniej produkcji prądu elektrycznego.

Obecnie wykorzystywane są dwie metody konwersji energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną:

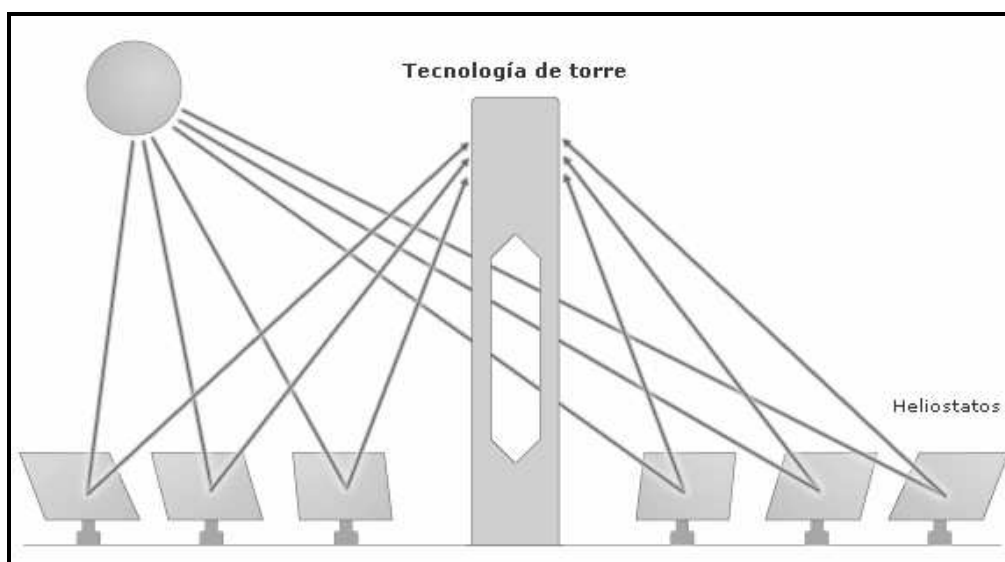
- helioelektryczna – polega na bezpośredniej przemianie energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną za pomocą ogniw fotoelektrycznych. Ogniwa takie przemieniają w energię elektryczną nie tylko bezpośrednie promieniowanie słońca, lecz również promieniowanie rozproszone (przy zachmurzeniu).
- heliologiczna – polega na wyzyskaniu promieniowania słonecznego do wytworzenia pary wodnej, która następnie jest siłą napędową turbiny i generatora. Metoda wykorzystuje proces konwersji fototermicznej, czyli zamiany energii słonecznej na energię cieplną.

Jak zostało wspomniane, słońce stanowi doskonałe źródło energii, które daje się w prosty sposób wykorzystać. Jednak biorąc pod uwagę całą koncepcję elektrociepłowni, można napotkać na znaczne problemy. Przede wszystkim konieczny jest dobór odpowiedniego typu kolektorów słonecznych. Podstawowe kryterium stanowi temperatura pracy. Obieg siłowni przedstawiony na rys. 2, w której głównym źródłem ciepła jest kocioł na słomę, pracuje w zakresie temperatur 280°C na wyjściu z kotła i 260°C na powrocie. Wynika z tego, że temperatura pracy kolektorów powinna wynosić co najmniej 280°C. Takie kryterium spełniają tylko kolektory paraboliczno-cylindryczne pracujące

w układzie szeregowym. W oparciu o tego typu kolektory tworzone są dwa rodzaje elektrowni:

- z wieżą centralną (CRS – Central Receiver System),
- z liniowymi kolektorami słonecznymi (SEGS – Solar Electric Generating System).

Elektrownia typu CRS składa się ze zwierciadeł odbijających promienie słoneczne i skupiających je w jednym punkcie na wieży, w którym znajduje się rura wypełniona cieczą. Ciecz podgrzewana jest nawet do 600°C. Następnie przez system wymienników ciecz pośrednia podgrzewa i odparowuje wodę, tworząc przegrzaną parę wodną, która napędza turbinę. Schemat działania tego typu siłowni przedstawiony jest na rys. 6.



Rys. 6. Schemat działania elektrowni opartej na module CRS

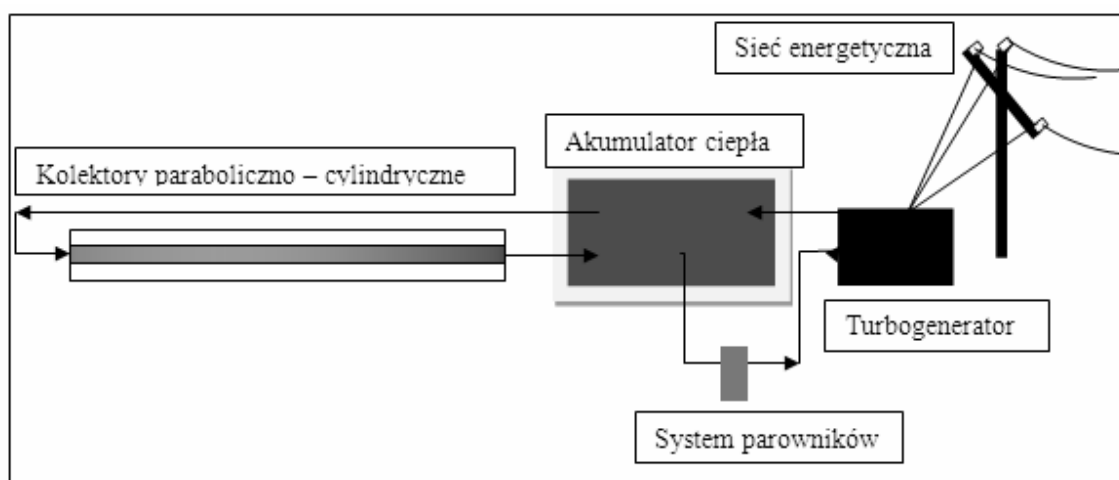
Źródło: [12].

Natomiast elektrownie typu SEGS wykorzystują ciecz wewnątrz przezroczystych rur, które znajdują się dokładnie w ogniskowych parabolicznych liniowych kolektorów słonecznych. Same kolektory stanowią długie rynny powlekane zazwyczaj srebrem lub polerowanym aluminium, które w sposób doskonały odbijają promienie słoneczne. Powierzchnie kolektorów paraboliczno-cylindrycznych koncentrują promienie słoneczne,

nagrzewając czynnik pośredni – olej, znajdujący się w rurze wewnątrz kolektora. Następnie olej, podgrzewając wodę, tworzy parę wodną, która napędza turbogenerator, produkując w ten sposób prąd elektryczny. Temperatury normalnie osiągalne przez kolektory dochodzą do 400°C i zależą od długości modułów zwierciadeł połączonych szeregowo. Tego typu konstrukcje umożliwiają zwiększanie w prosty sposób potencjału energetycznego poprzez dołączanie równoległe modułów zwierciadeł.

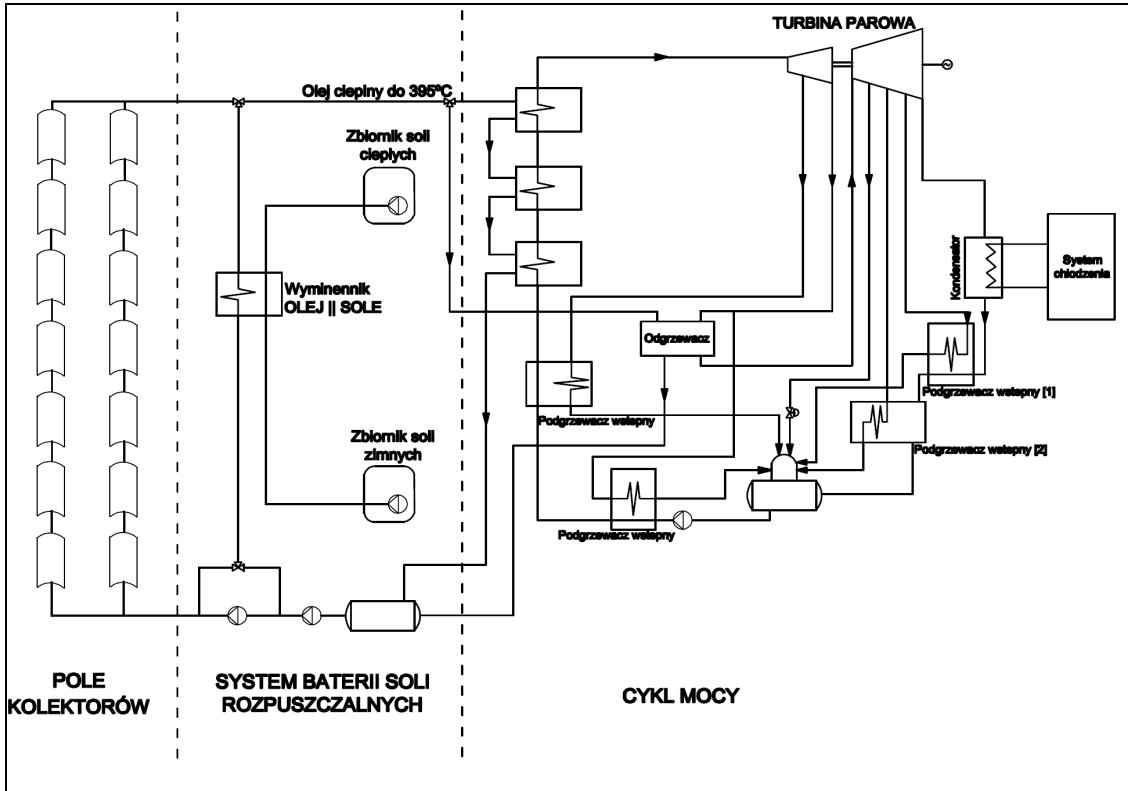
3.9. Budowa systemu SEGS

W tym punkcie zostanie dokładnie omówiona praca centrali termoelektrycznej typu SEGS, która należy do grupy instalacji średnich temperatur (ok. 400°C), wykorzystujących kolektory paraboliczno-cylindryczne. Zasadę działania układu przedstawia schemat (rys. 7). Pierwszym etapem jest absorpcja promieniowania słonecznego i jego zamiana na energię cieplną. Dalej następuje zamiana energii cieplnej na energię elektryczną poprzez przekazanie energii cieplnej wodzie, jej odparowanie i przekazanie na turbinę parową.



Rys. 7. Schemat działania systemu heliometrycznego typu SEGS

Jak wynika z rozbudowanego schematu elektrowni wykonanej w systemie SEGS, przedstawionej na rys. 8, instalacja złożona jest z 3 zasadniczych części: pola kolektorów słonecznych cylindryczno-parabolicznych, systemu ładowania oraz cyklu mocy. Kolektory odpowiadają za skupianie promieniowania słonecznego padającego na ich powierzchni, a następnie kierowanie ich na receptory znajdujące się dokładnie w ich ogniskowej. W tego typu konstrukcjach receptorami są idealnie przezroczyste tuby. Wewnątrz rur nieustannie przepływa syntetyczny olej, który dzięki skoncentrowanemu promieniowaniu słonecznemu jest stale podgrzewany.



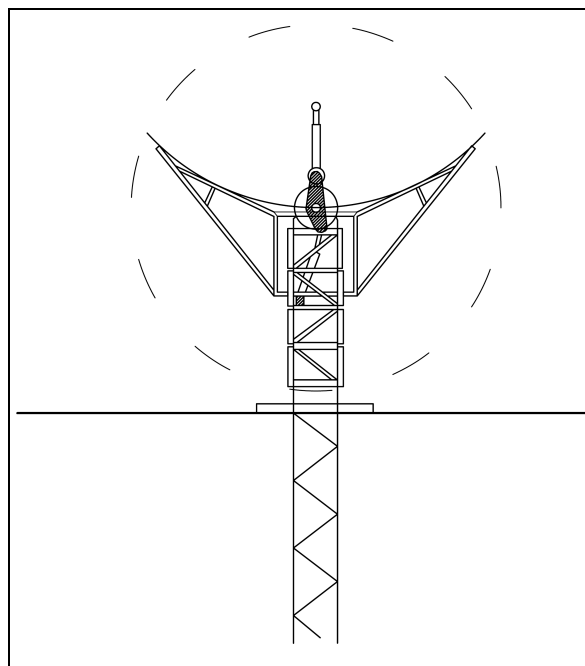
Rys. 8. Trzyczęściowa budowa instalacji typu SEGS

Źródło: [12].

Na wyjściu pola kolektorów rurociąg z gorącym olejem zostaje rozdzielony na dwa strumienie. Jeden strumień prowadzi do systemu akumulacji energii cieplnej (baterie soli rozpuszczalnych), gdzie oddaje swoją energię solom zawartym w zbiorniku, osiągając w ten sposób możliwość jej wykorzystania w godzinach niskiego bądź zerowego promieniowania słonecznego. Natomiast drugi strumień zostaje doprowadzony bezpośrednio do cyklu mocy, tak aby przez system parowników wyprodukować parę wodną niezbędną do napędu turbiny parowej. Jest to miejsce instalacji, gdzie energia cieplna – z początku oleju, a później pary wodnej – zostaje zamieniona na energię mechaniczną, a w konsekwencji na energię elektryczną, gdyż turbina połączona jest z generatorem.

Pole kolektorów w projektowanej elektrociepłowni stanowi 6 jednostek cylindryczno-parabolicznych, z których każda składa się z kolektorów o długości 13 m połączonych szeregowo. Każdy moduł ma długość 26 m. W całej instalacji znajduje się 12 kolektorów, zajmujących razem powierzchnię pokrytą przez lustra, równą 312 m². Sprawność konwersji energii promieniowania słonecznego na energię cieplną jest dość wysoka i wynosi ok. 60%.

Każdy z kolektorów to jednostka niezależna, wyposażona w przyrządy po-



Rys. 9. Układ cylindryczno-paraboliczny z systemem śledzenia słońca

Źródło: [11].



Rys. 10. Tuba szklana wykorzystywana w układach cylindryczno-parabolicznych

Źródło: Schott Solar PTR 70 [13].

miarowe oraz hydrauliczny system poruszania kolektorem w taki sposób, aby jak najefektywniej móc odbierać promieniowanie słoneczne. System ten nazwany jest potocznie „systemem śledzącym słońce”, a jego schemat prezentuje rys. 9. W celu uzyskania maksymalnego wykorzystania promieniowania słonecznego jest bardzo istotne, by powierzchnia paraboli reflektorów była w każdym momencie pracy ustawiona prostopadle do promieniowania. Dzięki temu każdy kolektor zachowuje swoją indywidualność oraz dostosowuje parametry pracy do lokalnych warunków promieniowania słonecznego.

Oprócz najbardziej widocznego z elementów kolektora cylindryczno-parabolicznego, jaką jest powierzchnia skupiająca, niezmiernie ważna jest tuba absorbująca, przedstawiona na rys. 10. Element ten złożony jest z dwóch rur:

- stalowej, o średnicy 70 mm, pokrytej powierzchnią selektywną odbierającą odpowiednią długość promieniowania,
- szklanej.

Rura stalowa stanowi wewnętrzny kanał, przez który przepływa czynnik transportujący odebrane ciepło. Rura szklana natomiast jest zewnętrzną otoczką tworzącą próżnię rzędu 10-4 tor (1 tor = 1/760 bar) pomiędzy rurą stalową a szklaną.

Bardzo ważnym elementem, poza własnościami szklanej tuby, są parametry oleju termicznego wypełniającego receptory kolektorów. Technologia jego produkcji jest stosunkowo dobrze opanowana i pozwala na jego podgrzewanie do temperatur rzędu 400°C. Niestety, charakteryzuje się przeciętną możliwością gromadzenia energii i przeciętną wydajnością całkowitą, ponadto podczas pracy wykazuje problemy z wytwarzaniem i przenikaniem wodoru do przestrzeni z próżnią.

W instalacji kolektorów, poza receptorami tubowymi, znajduje się bateria akumulująca energię po to, by istniała możliwość wykorzystania jej w okresach braku bądź niewystarczającego nasłonecznienia. Warto w tym miejscu zauważyć, że jest to pierwsza metoda pozwalająca akumulować energię odpowiadającą energii elektrycznej rzędu megawatów. Możliwości tej nie posiadają elektrownie wiatrowe czy też energetyka konwencjonalna. Baterie zbudowane są z soli rozpuszczalnych o następującym składzie chemicznym: 60% – NaNO₃, 40% – KNO₃.

Sole rozpuszczalne charakteryzują się dużą gęstością, dzięki czemu możliwe jest zwiększenie nawet o 50% pojemności cieplnej substancji aniżeli w przypadku zwykłego oleju. Dużym problemem eksploatacyjnym jest zasolenie oraz korozja elementów kolektorów. Dodatkowo, w zależności od zastosowanego czynnika transportującego oraz ma-

gazynującego ciepło, mogą wystąpić problemy np. z wydzielającym się wodorem. W tab. 1 zaprezentowano rodzaj czynnika, parametry pracy oraz związane z nim ewentualne problemy eksploatacyjne.

Tabela 1

Parametry głównych elementów instalacji termoelektrycznej

	Olej syntetyczny	Sole rozpuszczalne	Bezpośrednia produkcja z pary
Maksymalna temperatura pracy [°C]	400	500–520	480–500
Ciśnienie systemu [bar]	30–40	10–20	60–120
Korozja w tubie	nie	brak informacji	nie
Problemy z wodorem	tak	mało prawdopodobne	mało prawdopodobne
Główny problem	stabilność cieczy	zamarzanie	wysokie ciśnienie

Źródło: [11].

3.10. Sposób wykorzystania układu SEGS przy budowie elektrociepłowni

W poprzednich punktach ukazano metody odzysku ciepła z promieniowania słonecznego. Aby móc je wykorzystać w elektrociepłowni, konieczne jest dopasowanie odpowiedniego układu do warunków i parametrów realizowanych podczas obiegu kotłowo-parowego.

Zastosowanie płaskich kolektorów słonecznych jest niemożliwe ze względu na temperaturę ich pracy, albowiem tego typu kolektory w stanie spoczynku mogą osiągnąć maksymalnie 200°C, i to przez niedługi czas. Przegrzanie kolektorów płaskich prowadzi do wzrostu ciśnienia czynnika roboczego, a następnie powolnego jego rozszczelnienia, a przez to do całkowitego zniszczenia.

Jedynymi kolektorami umożliwiającymi pracę przy wysokich ciśnieniach i temperaturach są kolektory paraboliczno-cylindryczne. Tego typu rozwiązania nie znajdują

zastosowania w Polsce ze względu na – mimo wszystko – niskie wartości nasłonecznienia. Niemniej jednak jest możliwe wykorzystanie tego typu kolektorów przy uwzględnieniu nieco niższej sprawności układu.

W elektrociepłowni zostanie wykorzystany system zdecentralizowany SEGS, ze względu na brak konieczności budowy wieży oraz niewymagane temperatury rzędu 600°C.

Kolektory paraboliczno-cylindryczne łączone są szeregowo, a liczba połączonych kolektorów stanowi o temperaturze końcowej czynnika, gdyż każdy z obiektów będzie podgrzewać czynnik o pewną wartość ΔT . Wiadome jest, że przyrost temperatury na początkowym etapie jest wyższy niż przy końcu szeregu kolektorów, stąd konieczność budowy dość długiego szeregu, wynoszącego dla projektu elektrociepłowni 156 m. Moc cieplna, jaką w ciągu roku odzyskają kolektory, nie powinna być mniejsza niż 360 MWh. Układ kolektorów będzie wykonany w taki sposób, aby bez konieczności unieruchomienia całego systemu można było rozbudować układ o kolejne szeregi, podłączone równolegle do pierwotnego.

Ważnym elementem projektu elektrociepłowni jest sposób połączenia ze sobą dwóch różnych układów energetycznych: kolektorów paraboliczno-cylindrycznych oraz kotła na biomasę. Dodatkową trudność stanowi fakt, iż pracują one na bardzo różnych parametrach i czynnikach. Obiegi muszą współpracować w taki sposób, aby mogły się wzajemnie i płynnie uzupełniać.

Podstawowym źródłem ciepła dla elektrociepłowni jest kocioł na słomę. Jego moc jest wystarczająca, aby samodzielnie móc dostarczyć odpowiednią ilość ciepła do turbiny, zapewniając jej pracę przy nominalnych, projektowych parametrach. Ciepło pochodzące z układu kolektorów słonecznych stanowi dodatkowe źródło. Oba obiegi – kotłowy oraz słoneczny – będą pracowały na wspólny człon: akumulator ciepła. Ten doskonale izolowany termicznie obiekt będzie stanowił bufor, zapewniając stałe parametry na turbinie oraz umożliwiając, w sposób płynny, regulowanie pracy kotła przy dużym i małym nasłonecznieniu. Dodatkową funkcją będzie akumulowanie ciepła w taki sposób, aby zgromadzona energia podczas dnia o silnym promieniowaniu słonecznym mogła być wykorzystana w nocy do produkcji prądu elektrycznego.

Niezmierzalnie istotna i trudna do zaprojektowania jest instalacja automatyki, której zadaniem będzie odczyt parametrów z punktów pomiarowych usytuowanych w poszczególnych miejscach obiegu i – na tej podstawie – regulacja pracy kotła oraz obiegu kolektorów, przy jednoczesnym zachowaniu stałych parametrów na wlocie do turbiny.

3.11. Efekty ekologiczne

Elektrownia zasilana biomasą jest niewątpliwie zdecydowanie bardziej ekologiczna od klasycznej elektrowni zasilanej węglem kamiennym lub gazem ziemnym. Oprócz wspomnianego zerowego bilansu CO₂ oraz obniżonej emisji szkodliwych tlenków siarki i azotu, niesie ze sobą dodatkowe korzyści dla środowiska. Najbardziej odczuwalne dla mieszkańców regionu będzie umiejętne zagospodarowanie słomą i odpadami pochodzenia roślinnego. Szczególnie dotyczy to słomy, która do tej pory nie była wykorzystywana do celów energetycznych, a co najwyżej dla potrzeb poszczególnych gospodarstw. Wraz z otwarciem elektrociepłowni zwiększy się zapotrzebowanie na tego typu paliwo (elektrociepłownia będzie w większości zasilana właśnie słomą), przez co z pewnością zwiększy się świadomość mieszkańców na temat racjonalnej gospodarki własnymi zasobami biomasy oraz odpadami drzewnymi i drewna z rozbiórki.

Elektrociepłownia w największej mierze będzie polegać na stałych, dużych dostawcach biomasy, takich jak duże gospodarstwa rolne i producenci żywności lub mebli, ale dobrym pomysłem byłoby zorganizowanie lokalnego skupu biomasy, do którego mieszkańcy mogliby zwozić własne drewno. Praktyka taka jest często stosowana we Francji, gdzie lokalna administracja zieleni miejskiej zwozi pocięte na drobne kawałki gałęzie i konary, zebrane w trakcie pielęgnacji roślinności (przycinania żywopłotów, obcinania wystających nad ulicę gałęzi czy wycinania suchych, zagrażających bezpieczeństwu drzew).

Należy się jednak liczyć z negatywnymi efektami ubocznymi. Może się okazać, że niektórzy, skuszeni łatwym zyskiem, będą wycinać drzewa w nadmiernym tempie, licząc na korzyści z jego sprzedaży, lub nawet wycinać je nielegalnie z lasów państwowych. Podobny proceder istnieje w przypadku skupu złomu i jest istotnym problemem, na który nie ma, niestety, skutecznego rozwiązania. Jednym z wyjść jest nałożenie wysokich kar za tego typu działania, utrzymywanie odpowiednio niskiej (zniechęcającej do kradzieży) ceny skupu biomasy i uczciwość w jego prowadzeniu (nieprzyjmowanie biomasy wątpliwego pochodzenia).

Przy założeniu zerowego bilansu CO₂ można wyliczyć, jak duża ilość dwutlenku węgla będzie „zaoszczędzona” w porównaniu do klasycznej elektrowni na pył węglowy. Wystarczy porównać, jak duża ilość tego związku wytworzyłaby się w trakcie spalania węgla, który konieczny byłby do wyprodukowania tej samej ilości elektryczności. Zakładając, że zaprojektowana elektrociepłownia byłaby w stanie przejść na zasilanie węglem bez zmiany parametrów pracy, do porównania wystarczy wziąć moc termiczną kotła.

Projektowany kocioł będzie miał moc 2 MW_t (MJ/s energii cieplnej) i będzie zasilany biomasą o wartości opałowej 16 MJ/kg. Stosowany w kotłach energetycznych węgiel

kamienny ma wartość opałową 27 MJ/kg, która jednak silnie zależy od jego wilgotności i zawartości popiołu. Przez 24h potrzebna by była zatem równowartość 6400 kg węgla do zaspokojenia potrzeb elektrociepłowni. Jeśli przyjąć, że stosowany węgiel zawierałby 90% czystego pierwiastka węgla, to każdej doby do atmosfery wydostawałoby się aż 23 400 kg CO₂ kosztem 17 000 kg tlenu, który znikałby z powietrza w wolnej postaci (wiązałby się z węglem).

Ilości pozostałych tlenków nie da się oszacować z powodu dużej różnorodności biomasy, jaka będzie trafiać do komory paleniskowej. Pewne jest, że każdy rodzaj biomasy zawiera mniejszą ilość siarki niż węgiel kamienny (w przypadku konwersji dużych tradycyjnych kotłów pyłowych stosuje się nawet dodatki siarki w celu zapobiegania korozji), lecz ilość ta będzie różna w zależności od typu rośliny, stopnia nawożenia gleby, okresu leżakowania.

Należy zauważyć, że paliwo biomasowe ze względu na swoją niską szkodliwość jest wyjątkowo promowane przez Unię Europejską, która w celu zachęcenia zakładów produkcyjnych do jego stosowania przyznaje specjalne „zielone certyfikaty” na taką produkcję energii i zalicza ją do odnawialnych źródeł energii.

3.12. Podsumowanie

Prezentowany projekt elektrociepłowni jest niezwykle rozbudowany, jeśli chodzi o czerpanie energii ze źródeł naturalnych. Wykorzystanie biomasy, słońca i wiatru wymaga zastosowania specjalnych konstrukcji, zainwestowania dodatkowych środków finansowych. Jednak po wykonaniu projektu koszty związane z utrzymaniem ruchu w instalacji są znacznie mniejsze niż w przypadku rozwiązań konwencjonalnych. Każdy z zaprojektowanych systemów jest optymalnie dobrany w taki sposób, aby jak najefektywniej mógł pracować wspólnie z całością.

Zastosowane turbiny wiatrowe, mimo swojej małej mocy, mają duży wpływ na redukcję emisji szkodliwych gazów do atmosfery i przyczyniają się do zmniejszenia ilości spalanej biomasy. Przy dłuższym okresie użytkowania stanowią znaczący wkład w zysk elektrociepłowni. Dodatkowo spełniają funkcję edukacyjną i pozwalają na zastosowanie podobnych rozwiązań na szerszą skalę.

Zaprojektowanie hybrydowego układu (biomasa – słońce) podgrzewania czynnika roboczego ma na celu przede wszystkim zwiększenie wydajności produkcji energii elektrycznej, przy jednoczesnym zmniejszeniu ilości spalanej biomasy. Niewątpliwie dodatkową zaletą wykorzystywania dwóch źródeł ciepła jest ich dywersyfikacja. Potencjalnie

jest możliwe wytwarzanie prądu elektrycznego, korzystając tylko z energii słonecznej. Powoduje to, iż zaprojektowana elektrociepłownia staje się uniwersalnym produktem, który dzięki swojej blokowej konstrukcji może być skalowany, a myśl techniczna przenoszona w inne miejsca.

APPLICATION OF WIND TURBINES AND SOLAR COLLECTORS IN POWER PLANT

(ABSTRACT)

Presented power plant is one of the first in Europe investments which include in assumptions connected so many sources of energy. The object will have independent system of wind turbines and two dependent systems of heat delivers: solar power and power from burning biomass which will be transform to electric power.

This paper describes the integration of small wind turbines with the proposed power plant. Predicted turbine performance and power generated are presented. Fear of excessive noise and the impact on the grid is explained. Different ways of electrical connections are described with pressure on the one that seems most appropriate.

In second part of the text, the system using solar power in the way it could be integrate to rest of power plant like a additional source of heat, is described.

LITERATURA

- [1] Blok K., *Renewable energy policies in the European Union*, "Energy Policy" 2006, no. 34 (3).
- [2] Jha A. R., *Wind Turbine Technology*, Boca Raton 2010.
- [3] Joniec W., *Kolektory słoneczne*, „Rynek Instalacyjny” 2009, nr 4.
- [4] Lubośny Z., *Elektrownie wiatrowe w systemie energetycznym*, Warszawa 2006.
- [5] Lubośny Z., *Farmy wiatrowe w systemie energetycznym*, Warszawa 2009.
- [6] Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej, www.pigeo.pl.
- [7] Rodacki T., Kandyba A., *Przetwarzanie energii w elektrowniach słonecznych*, Gliwice 2000.
- [8] Urząd Regulacji Energetyki, Wydział Energii Odnawialnej i Wytwarzanej w Kogeneracji, www.ure.gov.pl.
- [9] Więcka A., Kwasiborski M., *Produkcja kolektorów słonecznych w Polsce*, „Polski Instalator” 2009, nr 10.
- [10] Wiley, “Solar Cells Efficiency Tables”, 12 June 2008, no. 32.
- [11] Wiliński A., *Analiza porównawcza parametrów wybranych metod wykorzystania energii odnawialnych*, praca dyplomowa, Politechnika Łódzka, Łódź 2008.
- [12] www.bcp-energia.it.
- [13] www.schott solar.com.

CZĘŚĆ II

ANALIZA EKONOMICZNA

1. Prognoza wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw na poziomie lokalnym

STRESZCZENIE

Opracowanie przedstawia prognozę cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, dla gospodarstw domowych oraz dla przemysłu. Zaprezentowany został przegląd metod prognostycznych oraz dotychczasowych przewidywań co do wzrostu cen energii w Polsce wybranych ośrodków eksperckich. Zasadnicza część tekstu dotyczy analizy ilościowej zmian cen w Polsce w latach 2012–2030 w oparciu o istniejące prognozy oraz metody związku przyczynowego.

1.1. Kontekst prognozy. Dotychczasowy dorobek nauki

Ceny energii są jednym z głównych czynników determinujących koszty produkcji, przychody przedsiębiorstw oraz koszty utrzymania w gospodarstwach domowych. Cena brutto energii elektrycznej w jednostkach siły nabywczej (PPS) w pierwszym półroczu 2010 r. dla standardowego odbiorcy domowego w Polsce była jedną z najwyższych w Unii Europejskiej, po Niemczech i Słowacji [4]. Próby przewidywania kierunków i wartości zmian w cenach energii elektrycznej mają więc fundamentalne znaczenie dla procesów planowania oraz zarządzania finansowego na poziomie regionalnym i lokalnym. Ceny energii są również kluczowym parametrem kosztowym dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw.

Jeszcze w latach 70. XX w. prognozy cen energii elektrycznej mogły być z powodzeniem dokonywane w oparciu o ekstrapolację historycznych trendów. Nadejście nowych technologii energetycznych (m.in. CCS, szybki rozwój energetyki odnawialnej), szoki cenowe na rynkach paliw konwencjonalnych, a także coraz bardziej dynamicznie zmieniające się otoczenie gospodarcze stały się przyczynkiem do prac naukowych w zakresie prognozowania charakterystyk liberalizujących się rynków energii. Dzisiaj poziom cen elektryczności i ciepła zależy od szeregu zjawisk, nie tylko o charakterze ekonomicznym i technicznym, ale także społecznym i pogodowym, wpływających na popyt i podaż energii.

W perspektywie najbliższych 20 lat popyt i podaż energii na poziomie regionalnym i lokalnym będzie zależeć przede wszystkim od:

- poziomu cen paliw,
- zmian klimatycznych i związanych z nimi regulacji prawnych oddziałujących na sektor energetyki,
- dostępności wodnych magazynów energetycznych,
- inwestycji w infrastrukturę energetyczną.

Złożoność procesu prognozowania skłoniła zachodnie jednostki naukowe do zastosowania wielu różnorodnych metod. Electric Power Research Institute – EPRI (USA) podzielił techniki prognozowania na trzy pary kategorii [8]:

- **osądów i modeli** – techniki bazujące na doświadczeniu i wiedzy prognostyków, a niekoniecznie na danych historycznych; stosowane w sytuacjach niewymagających prowadzenia analizy wrażliwości oraz gdy przeszłość rynku energii nie oddziałuje znacząco na przyszłość,
- **ekstrapolacji i związku przyczynowego** – techniki zakładające podobieństwo technologii planowanych do zastosowania w przyszłości oraz technologii już stosowanych, bazujące na założeniu o niezmienności otoczenia ekonomicznego,
- **statycznych i dynamicznych** – techniki bazujące na modelowaniu ekonometrycznym, opierające się na ściśle określonych założeniach liczbowych, np. w zakresie oczekiwanej inflacji.

Niniejsza analiza stanowi z jednej strony przegląd istniejących prognoz cen energii w Polsce, wykorzystujących metody statyczne i dynamiczne, a z drugiej – jest próbą opracowania prognozy specyficznej dla regionów w środkowej Polsce, o warunkach klimatycznych i wymaganiach energetycznych typowych dla centralnej Europy, w oparciu o techniki osądów i modeli (zgodnie z nomenklaturą zaproponowaną przez EPRI). W pewnym stopniu analiza wspiera się także metodami ekstrapolacyjnymi i interpola-

cyjnymi oraz metodami związku przyczynowego, bazując na analizie regresji. Założenia prognozy wskazują, że z uwagi na scentralizowany charakter rynku energii w Polsce analiza może być w znacznej mierze aplikowana do regionów i gmin na terenie całej Polski.

1.2. Przegląd dotychczasowych prognoz

Dorobek polskich instytucji naukowych w zakresie prognozowania cen, popytu i podaży na rynku energii w Polsce jest dość ograniczony. Dotychczasowe prognozy w zakresie polskiego rynku energii były prowadzone przez cztery ośrodki badawcze, przy czym tylko trzy pierwsze nie ograniczają się do estymacji popytu i podaży energii, lecz wskazują również przewidywany poziom cen:

1) **Agencja Rynku Energii** – *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię*, 2009, aktualizacja 2011 (dla Ministerstwa Gospodarki na potrzeby *Polityki Energetycznej Polski do roku 2030*),

2) **Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych** – *Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych*, 2009 (dla Ministerstwa Gospodarki na potrzeby planowania systemu wsparcia dla energetyki odnawialnej),

3) **Społeczna Rada Narodowego Programu Emisji** – *Perspektywa europejska rynku energii*, 2011,

4) **Instytut Badań Strukturalnych** – *Mix energetyczny 2050. Analiza scenariuszy dla Polski*, 2011 (dla Ministerstwa Gospodarki na potrzeby planowania Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej).

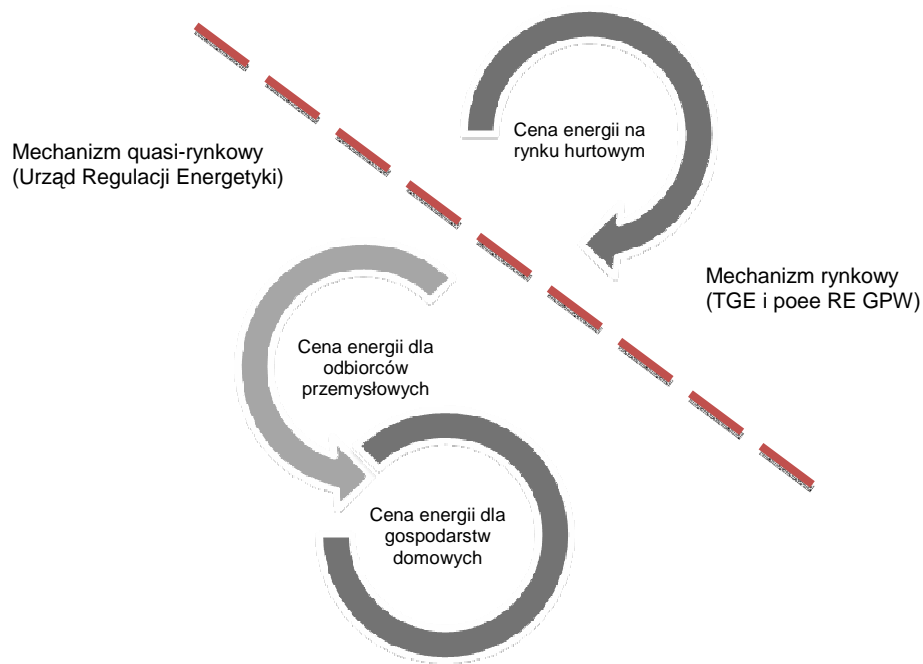
Możliwości krytycznej analizy powyższych prognoz są ograniczone z uwagi na ich małą porównywalność. Po pierwsze, wynika to z rozbieżności w przyjętych horyzontach czasowych (ARE: 2015–2030; CASE: 2012–2020; SRNPRE: 2012–2013). Po drugie, wymienione opracowania odnoszą się do różnych kategorii produktów (energia dla gospodarstw domowych, energia dla przemysłu, energia na rynku hurtowym i energia „czarna”). Ceny energii dla gospodarstw domowych są pochodną ceny dla odbiorców przemysłowych. W przeciwieństwie do cen energii na rynku hurtowym nie są one ustalane przez „niewidzialną rękę rynku” Smitha, lecz przez regulatora (URE), który zatwierdza i kontroluje stosowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła (art. 23, ust. 2, ppkt 2 [10]).

Porównanie dotychczasowych prognoz cen energii elektrycznej (zł/MWh)

Nazwa prognozy	Autor	Data prognozy	Zakres prognozy	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię	ARE	2009	Cena energii dla gospodarstw domowych	b.d.	b.d.	b.d.	490,9	605,1	615,1	611,5
Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię	ARE	2009	Cena energii dla przemysłu	b.d.	b.d.	b.d.	364,4	474,2	485,4	483,3
Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na energię i paliwa do roku 2030	ARE	2011	Cena energii na rynku hurtowym	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	380
Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych	CASE	2009	Cena energii dla przemysłu ^{o)}	361,24	368,46	375,83	383,35	423,25	b.d.	b.d.
Perspektywa europejska rynku energii	SRNPRE	2011	Cena energii na rynku hurtowym	231	418	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.

^{o)} Autorzy używają sformułowania „cena ekonomiczna czarnej energii elektrycznej”.

Źródło: opracowanie własne na podstawie [2, 1, 3, 7].



Rys. 1. Kształtowanie cen energii w Polsce

Źródło: opracowanie własne.

Mimo ograniczonej porównywalności prognoz, z zestawienia można wysnuć pewne wnioski.

Po pierwsze, niektóre prognozy wydają się zbyt pesymistyczne. Na przykład przewidywana przez SRNPRE cena na poziomie 231 zł/MWh na rynku hurtowym w 2012 r. jest o 30% wyższa od ceny wyrażonej średnią wartością indeksu IRDN na TGE w styczniu – 178,19 zł/MWh¹.

¹ Obliczenia własne. Uwzględniono średni indeks IRDN na Towarowej Gieldzie Energii w styczniu 2012 (IRDN – cena średnia ważona wolumenem ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej, liczona po dacie dostawy dla całej doby).

Po drugie, pomiędzy prognozami występują istotne rozbieżności w zakresie przewidywań dynamiki wzrostu cen. Według SRNPRE już w 2013 r. cena 1 MWh energii na rynku hurtowym będzie wynosiła 418 zł. Zdaniem ARE na tym samym rynku za 1 MWh będzie się płacić 380 zł dopiero w 2030 r. Z kolei prognozy ARE i CASE nie są zbieżne co do wartości przyrostów cen energii dla odbiorców przemysłowych. Według *Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię* ARE ceny w 2015 r. będą wyższe od cen prognozowanych przez CASE, ale już w roku 2020 to CASE prognozuje ceny wyższe od ARE.

Po trzecie, interesujący jest skokowy wzrost cen prognozowany przez SRNPRE już w 2013 r. (ponad 80% w stosunku r/r). Autorzy tłumaczą to wejściem w życie kolejnej fazy systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂. Etap trzeci wdrażania *European Trading Scheme* (ETS) obejmie osiem lat, od 1 stycznia 2013 r. do 31 grudnia 2020 r. i ma zagwarantować lepszą przewidywalność inwestorom oraz umożliwić realizację celów unijnych w zakresie zapobiegania zmianom klimatu i oszczędności energetycznej do roku 2020 [6]. W fazie trzeciej zamiast rozdzielania EUA (EU Allowances) pomiędzy chętnych do emisji, cała pula uprawnień do emisji będzie sprzedawana na aukcjach.

1.3. Założenia prognostyczne

W ostatnich latach ceny energii w ujęciu regionalnym nie odbiegały znacząco od cen ogólnopolskich. Aktualna quasi-rynkowa struktura dystrybucji energii w Polsce nie wskazuje, aby wysoka korelacja między cenami w Polsce i na terenie poszczególnych regionów miała ulec zmniejszeniu w perspektywie co najmniej do roku 2020.

Pierwszym założeniem prognozy jest więc wysoka korelacja zmian w cenach energii na poziomie regionalnym i gminnym oraz zmian w cenach energii w całej Polsce. Założenie potwierdza tab. 2, zestawiająca dane na temat modyfikacji w taryfach Operatorów Systemu Dystrybucyjnego działających na terenie województwa łódzkiego ze zmianami taryf w całej Polsce.

Drugie założenie prognozy odnosi się do relacji między cenami energii na rynku hurtowym, cenami energii dla gospodarstw domowych oraz cenami energii dla przemysłu. Relacje między cenami dla uproszczenia analizy zostały przyjęte za stałe w czasie. Założenie jest zbieżne z metodologią ARE opisaną w *Prognozie zapotrzebowania na paliwa i energię* (2009).

Średnie zmiany taryf operatorów działających w województwie łódzkim na 2012 r.

Operator Systemu Dystrybucyjnego	Zmiana taryfy za dystrybucję energii elektrycznej dla wszystkich grup odbiorców (ogółem, %)
ENERGA Operator S.A.	9,9
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	6,3
PGE Dystrybucja S.A.	5,1
Średni wzrost cen energii dla województwa łódzkiego ^{a)}	5,8
Średni wzrost cen energii dla Polski	5,9

^{a)} Średnia ważona. Obliczenia własne na podstawie danych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Źródło: opracowanie własne na podstawie [9] oraz informacji od Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Trzecie założenie to triangulacja istniejących pięciu prognoz w zakresie cen energii (opisanych w punkcie 2), które zostały uznane za jednakowo wiarygodne, pomimo istotnych rozbieżności występujących między nimi. W związku z tym należy podkreślić, że wszystkie założenia każdej z analiz pozostają w mocy w niniejszej analizie.

Czwarte założenie wiąże się z liniowością modelu. Znajduje zastosowanie zarówno w odniesieniu do wykorzystanych upraszczających metod (klasyczna regresja liniowa), jak i danych (ekstrapolacja i interpolacja). Założenie zostało potwierdzone przez wysokie skorygowane wskaźniki stopnia dopasowania modelu R^2 .

Piąte założenie wynika z przyjętej charakterystyki modelu. Prognoza opiera się częściowo na doświadczeniu i wiedzy prognostyków, a niekoniecznie na danych historycznych, ponieważ w kontekście przewidywanych zmian gospodarczych przeszłość rynku energii nie oddziałuje znacząco na przyszłość.

1.4. Prognoza cen

Niniejsza prognoza została wykonana z jednej strony na podstawie skorygowanych cen estymowanych przez ARE, CASE i SRNPRE, a z drugiej – w oparciu o postawione wcześniej założenia. Pomędzy opracowanymi scenariuszami występują istotne różnice.

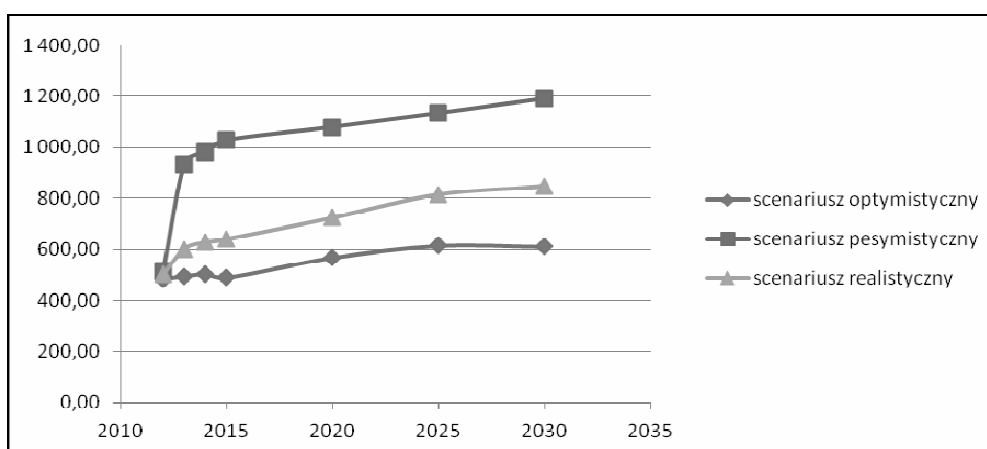
Według scenariusza optymistycznego do roku 2030 nastąpi wzrost cen energii dla gospodarstw domowych o 26% (tj. przeciętnie o ok. 1,5% r/r), według scenariusza pesymistycznego będzie to 131% (tj. przeciętnie o ok. 7,3% r/r), a według najbardziej prawdopodobnego scenariusza realistycznego – o 69% (tj. przeciętnie ok. 3,8% r/r).

Tabela 3

Prognozy cen energii dla gospodarstw domowych w województwie łódzkim (zł/MWh)

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Scenariusz optymistyczny	484,87	494,56	504,46	489,11	568,11	615,10	611,50
Scenariusz pesymistyczny	515,39	932,60	979,23	1 028,20	1 079,61	1 133,59	1 190,27
Scenariusz realistyczny	501,31	601,70	628,00	639,50	724,35	816,10	848,28

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 2. Prognoza cen energii dla gospodarstw domowych (zł/MWh)

Źródło: opracowanie własne.

Przedstawiony model ma charakter punktualistyczny – bazuje na założeniu istotnej zmiany jakościowej w postaci wejścia w życie kolejnej fazy systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ w ramach trzeciego etapu wdrażania *European Trading Scheme*

(ETS) od 1 stycznia 2013 r. Podstawową cechą odróżniającą założone scenariusze jest ocena skutków wprowadzenia nowych zasad.

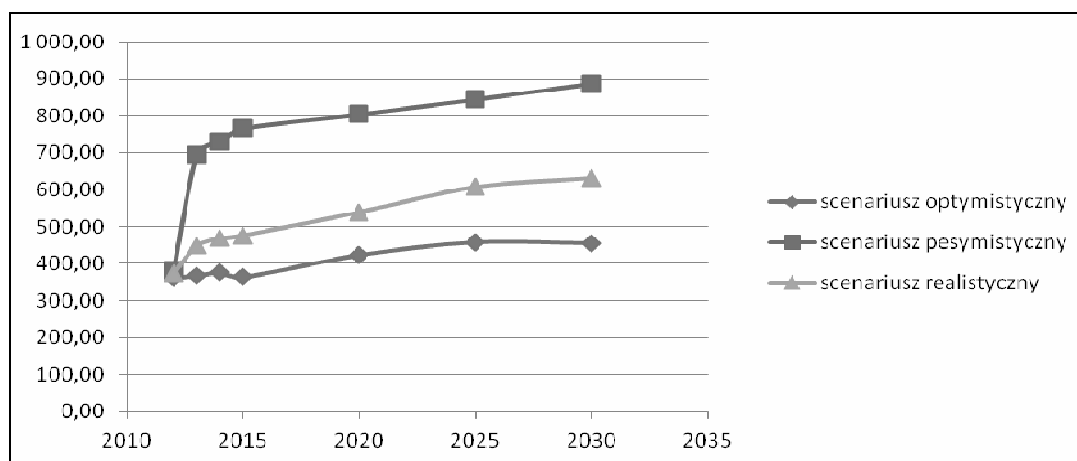
Według scenariusza optymistycznego do roku 2030 nastąpi wzrost cen energii dla odbiorców przemysłowych o 69% (tj. przeciętnie o ok. 3,85% r/r), według scenariusza pesymistycznego będzie to 210% (tj. przeciętnie o ok. 11,7% r/r), a według najbardziej prawdopodobnego scenariusza realistycznego – o 127% (tj. przeciętnie ok. 7,06% r/r).

Tabela 4

Prognozy cen energii dla odbiorców przemysłowych w województwie łódzkim (zł/MWh)

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Scenariusz optymistyczny	361,24	368,46	375,83	364,40	423,25	458,26	455,58
Scenariusz pesymistyczny	383,97	694,81	729,55	766,03	804,33	844,54	886,77
Scenariusz realistyczny	373,49	448,28	467,87	476,44	539,65	608,01	631,99

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 3. Prognoza cen energii dla odbiorców przemysłowych (zł/MWh)

Źródło: opracowanie własne.

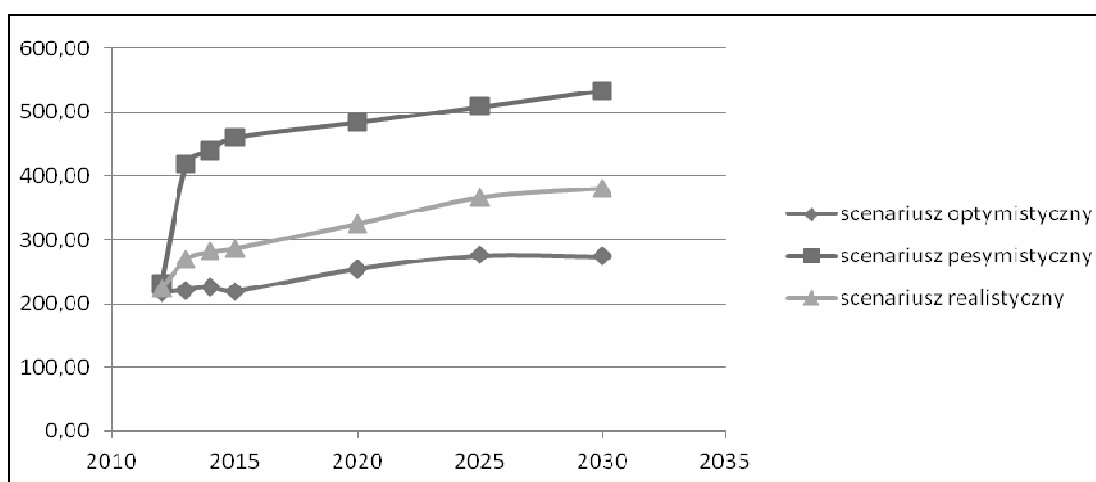
Według scenariusza optymistycznego do roku 2030 nastąpi wzrost cen energii na rynku hurtowym o 181% (tj. przeciętnie o ok. 10% r/r), według scenariusza pesymistycznego będzie to 415% (tj. przeciętnie o ok. 23% r/r), a według najbardziej prawdopodobnego scenariusza realistycznego – o 277% (tj. przeciętnie ok. 15,4% r/r).

Tabela 5

Prognozy cen energii na rynku hurtowym (zł/MWh)

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Scenariusz optymistyczny	217,32	221,67	226,10	219,22	254,63	275,69	274,08
Scenariusz pesymistyczny	231,00	418,00	438,90	460,85	483,89	508,08	533,49
Scenariusz realistyczny	224,69	269,68	281,47	286,63	324,66	365,78	380,21

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 4. Prognoza cen energii na rynku hurtowym (zł/MWh)

Źródło: opracowanie własne.

1.5. Wnioski

W najbliższych latach prognozowany jest poważny wzrost zmienności cen energii elektrycznej w Polsce. Pomimo faktu, że przewidywany wzrost cen energii dla gospodarstw domowych jest znacznie mniejszy od wzrostu cen dla odbiorców przemysłowych, należy spodziewać się, że wystąpi bezpośrednia transmisja zwiększonych kosztów. Skala zjawiska transmisji będzie zależeć przede wszystkim od regulatora rynku energii, polityki publicznej w zakresie wspierania rozwoju polskiej energetyki oraz planowanych miksów energetycznych (ang. *energy mix*).

Zarysowane scenariusze mają charakter futurologiczny. Ich zadaniem nie jest określenie jednej, ściśle sprecyzowanej teorii prognostycznej, ale raczej wskazanie przewidywanych trendów oraz pobudzenie dyskusji z jednej strony na temat skali wpływu przewidywanych zmian na sytuację gospodarczą Polski oraz poszczególnych regionów i gmin, a z drugiej – na temat potencjalnych kierunków działań niwelujących negatywne konsekwencje zmian adaptacyjnych do *low carbon economy*.

Wielu informacji na temat koherencji prognoz z rzeczywistością dostarczą obserwacje w zakresie zachowań rynku energii w roku 2013 – pierwszym okresie funkcjonowania trzeciej fazy *European Trading Scheme*. Zebrane dane powinny posłużyć do aktualizacji przedstawionych prognoz.

ELECTRICITY AND HEAT PRICE INCREASE FORECAST FOR HOUSEHOLDS AND BUSINESSES AT THE LOCAL LEVEL

(ABSTRACT)

The paper presents the forecast of electricity prices in the wholesale market as well as households and industry markets. The paper presents overview of forecasting methods and previous predictions about rising energy prices in Poland of selected expert centers. The main part of the article concerns the quantitative analysis of price changes in the years 2012–2030 based on existing forecasts and judgement-based methods. Analysis is a methodological foundation for the preparation of reliable economic analysis of the proposed biomass power plant regarding situation of the Central Poland.

LITERATURA

- [1] Agencja Rynku Energii (ARE), *Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na energię i paliwa do roku 2030*, 2011 (online).
- [2] Agencja Rynku Energii (ARE), *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię*, 2009 (online).
- [3] Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych (CASE), *Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych*, 2009 (online).
- [4] Eurostat (European Statistical Office), *Electricity prices for first semester 2010*, http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-QA-10-046/EN/KS-QA-10-046-EN.PDF.
- [5] Instytut Badań Strukturalnych (IBS), *Mix energetyczny 2050. Analiza scenariuszy dla Polski*, 2011 (online).
- [6] Komisja Europejska, *Europejski System Handlu Emisjami*, 2009, http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets_pl.pdf.
- [7] Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji (SRNPRE), *Perspektywa europejska rynku energii*, 2011 (online).
- [8] University of Florida, *Demand Forecasting for Electricity*, 2010, <http://www.regulationbodyofknowledge.org/documents/044.pdf>.
- [9] Urząd Regulacji Energetyki (URE), *Ceny prądu na 2012 rok zatwierdzone*, 20 grudnia 2011, http://www.ure.gov.pl/portals/odb/446/4393/Ceny_pradu_na_2012_rok_zatwierdzone.html.
- [10] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z 2006 r., nr 89, poz. 625 z późn. zm.

2. Analiza rentowności ekonomicznej lokalnej elektrociepłowni hybrydowej

STRESZCZENIE

W opracowaniu zaprezentowano analizę rentowności ekonomicznej na przykładzie projektowanej 2 MW elektrociepłowni hybrydowej w jednej z gmin na terenie Polski. W tym celu posłużono się wskaźnikami rentowności ekonomicznej polecanymi przez Bank Światowy w procedurze UNIDO. Przedstawiono również orientacyjne koszty inwestycyjne i eksploatacyjne planowanej elektrociepłowni.

2.1. Wprowadzenie

W ostatnich latach zauważa się znaczny wzrost inwestycji w energetykę odnawialną. Jest to związane m.in. z wymaganiami Dyrektywy Unii Europejskiej 2009/28/WE, rosnącymi cenami paliw kopalnych oraz naciskami ekologów. Przewiduje się dalszy wzrost inwestycji w odnawialne źródła energii (OZE) w następnych latach, co powoduje duże zainteresowanie tym tematem.

W ostatnim czasie coraz większego znaczenia nabierają inwestycje w kogenerację rozproszoną, opierającą się na OZE. Jest to związane z prawnym obowiązkiem zakupu energii elektrycznej i ciepła z OZE oraz obowiązkiem zakupu energii elektrycznej z kogeneracji [11].

Wadą rozwiązań z zastosowaniem kogeneracji rozproszonej są koszty – często wyższe od tych, które wiążą się z tradycyjnymi rozwiązaniami zawodowej kogeneracji, skojarzonej z kotłami węglowymi i turbinami parowymi.

Analizę rentowności ekonomicznej wykonuje się dla każdej projektowanej inwestycji, a szczególnie przydatna jest przy rozwiązaniach kogeneracyjnych, gdzie często ponosi się duże nakłady inwestycyjne oraz wysokie koszty eksploatacyjne. Analiza ekonomiczna ma za zadanie oszacować przyszłe wyniki finansowe, jakie może przynieść inwestycja.

Dobrze wykonana analiza efektywności powinna minimalizować ryzyko związane z realizacją inwestycji.

Celem opracowania jest zatem analiza rentowności ekonomicznej dla planowanej lokalnej hybrydowej elektrociepłowni 2 MW wykorzystującej biomasę oraz wspomaganą energią wiatru.

2.2. Ocena inwestycji w podsystemie wytwórczym

Ocena inwestycji dla elektrociepłowni hybrydowej powinna być wykonana zgodnie z przyjętą przez Bank Światowy metodologią UNIDO [7] i zawierać:

1) Okres zwrotu nakładów inwestycyjnych *PBP* (*pay-back period*).

Na potrzeby tej monografii zostanie użyty wskaźnik zmodyfikowany, zwany prostym okresem zwrotu nakładów *SPBP* [1]. Za jego pomocą określa się czas niezbędny do uzyskania zwrotu nakładów inwestycyjnych dzięki corocznym nadwyżkom finansowym w okresie eksploatacji.

$$I = \sum_{t=0}^{SPBP} CF_t,$$

gdzie:

I – całkowite nakłady inwestycyjne; $SPBP$ – prosty okres zwrotu kapitału; CF_t – przepływ pieniężny (*cash flow*) w okresie t ; „0” – rok pierwszego wydatku.

2) Stopę zwrotu kapitału zakładowego *ROE* (*return on equity*) oraz stopę zwrotu nakładów inwestycyjnych *ROI* (*return on investment*).

W pracy zostanie obliczona stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych *ROI* [7]. Liczona będzie z następującej zależności:

$$ROI = \frac{F + Y}{I},$$

gdzie:

F – zysk netto w typowym (przeciętnym) roku; Y – roczne odsetki (w typowym roku);
 I – całkowity nakład inwestycyjny.

3) Wartość zaktualizowaną netto NPV [7] (*net present value*)

$$NPV = \sum_{n=0}^n \frac{(CI_t - CO_t)}{(1 + p)^t},$$

gdzie:

CI_t – wpływy pieniężne w roku t ; CO_t – wydatki pieniężne w roku t ; p – stopa dyskontowa; „0” – rok pierwszego wydatku.

4) Wewnętrzną stopę zwrotu IRR [1] (*internal rate of return*)

$$\sum_{n=0}^n \frac{(CI_t - CO_t)}{(1 + IRR)^t} - I = 0,$$

gdzie:

CI_t – wpływy pieniężne w roku t ; CO_t – wydatki pieniężne w roku t ; I – nakłady inwestycyjne; „0” – rok pierwszego wydatku.

5) Próg rentowności BEP (*break-even point*) [7]

$$BEP_E = \frac{k_E}{e_E},$$

gdzie:

k_E – jednostkowy koszt produkcji energii w elektrociepłowni; e_E – jednostkowa cena energii.

2.3. Dane o założeniach projektu dotyczących energii cieplnej i elektrycznej w projektowanej elektrociepłowni

Projektowana elektrociepłownia ma mieć moc nominalną 2 MW i działać w obiegu ORC. Założono, że będzie pracowała przez 8 miesięcy w roku z nominalną mocą cieplną i 4 miesiące (najcieplejsze) z mocą równą 50% nominalnej oraz przez 12 miesięcy z nominalną mocą elektryczną. Średnia dzienna produkcja energii przez jeden wiatrak wyniesie 7 kWh na dobę. Przyjęto również 7 dni w ciągu roku (w lipcu bądź sierpniu), kiedy elektrociepłownia i wiatraki będą wyłączone w celach konserwacji i drobnych napraw. Zapotrzebowanie własne elektrociepłowni na moc elektryczną przyjęto na stałym poziomie przez cały rok, wynoszącym 20 kW. W tab. 1 zamieszczono dane techniczne niezbędne w celu przeprowadzenia obliczeń rentowności ekonomicznej dla projektowanej elektrociepłowni.

Tabela 1

Założenia techniczne niezbędne w celu przeprowadzenia obliczeń rentowności ekonomicznej dla projektowanej elektrociepłowni

Całkowita moc elektrociepłowni	2 MW (w tym 420 kW el.)
Roczna produkcja energii elektrycznej ogółem (uwzględniając 7-dniowy przestój w pracy)	3678,8 MWh
– z biomasy	3618,7 MWh
– z 18 szt. wiatraków o łącznej mocy 24 kW	60,1 MWh
Roczna produkcja ciepła w elektrociepłowni (uwzględniając 7-dniowy przestój w pracy)	11 432,9 MWh (41 158,4 GJ)
Zużycie energii elektrycznej na potrzeby elektrociepłowni	175,6 MWh
Zużycie energii cieplnej na potrzeby elektrociepłowni	pomijalne
Energia elektryczna przeznaczona na sprzedaż (roczna produkcja energii elektrycznej – zużycie energii elektrycznej na potrzeby elektrociepłowni)	3573,7 MWh
Roczne zapotrzebowanie na biomasę (słomę) o wartości opałowej (14 000 MJ/t)	5000 t
Średnia sprawność pojedynczego wiatraka	30%
Całkowita sprawność układu kogeneracyjnego w elektrociepłowni	30%

2.4. Koszty inwestycyjne

Koszty inwestycyjne dla hybrydowej elektrociepłowni o mocy 2 MW zostały opracowane przez wyspecjalizowaną firmę niemiecką mającą bogate doświadczenie w tego typu projektach. Wycena w euro była sporządzona na potrzeby jednej z gmin w centralnej Polsce. Jednak kosztorys przygotowano jak na warunki ekonomiczne Niemiec, stąd zdecydowano się skorygować poszczególne składniki o czynnik 0,8. Projekty elektrociepłowni kogeneracyjnych mogą być dofinansowywane w formie dotacji z projektów krajo-

Tabela 2

Orientacyjna struktura kosztów inwestycyjnych dla projektowanej elektrociepłowni hybrydowej o mocy 2 MW

Lp.	Rodzaj kosztów	Wartość w PLN
1.	Dokumentacja projektowo-kosztorysowa i dokumentacyjne prace przygotowawcze	1 280 000
2.	Dostawa i transport materiałów i urządzeń	416 000
3.	Instalacja technologiczna – system spalania	4 288 000
4.	Instalacja technologiczna – system ORC	3 184 000
5.	Instalacja technologiczna – kocioł	1 904 000
6.	Instalacja technologiczna – wiatraki oraz urządzenia towarzyszące	200 000
7.	Zakup, dostawa i montaż elektrowni na biomasę – słoma – budynek	3 684 000
8.	Zakup, dostawa i montaż elektrowni na biomasę – słoma – rurociągi technologiczne	1 904 000
9.	Zakup, dostawa i montaż elektrowni na biomasę – słoma – instalacje elektryczne, system detekcji	832 000
10.	Zakup, dostawa i montaż elektrowni na biomasę – słoma – system załadunku słomy	291 200
11.	Zakup, dostawa i montaż elektrowni na biomasę – słoma – pozostałe materiały i urządzenia	1 312 000
12.	Zarządzanie projektem i nadzór inwestorski	1 244 800
13.	Podatek VAT 23% od części niedotacyjnej	1 012 042
14.	Reklama i promocja	104 845
15.	Koszty prac planistycznych, pozwoleń, ekspertyz	96 000
SUMA		21 752 887

Źródło: opracowanie własne na podstawie wniosku gminy Daszyna o dofinansowanie hybrydowej elektrociepłowni.

wych (np. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej), unijnych (Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko) i np. środków norweskich (Mechanizm Finansowy Europejskiego Obszaru Gospodarczego oraz Norweski Mechanizm Finansowy). Dodatkowo, korzystając ze źródeł krajowych i unijnych, można uzyskać nisko oprocentowane pożyczki (3%) z możliwością ich częściowego umorzenia (maksymalnie do 50%). W przypadku korzystania z kredytów istnieje możliwość uzyskania dofinansowania do spłaty kredytu.

Przykładowa struktura pozyskiwania nakładów inwestycyjnych wyliczonych w tab. 2 może wyglądać następująco:

- 70% – dotacja z funduszy unijnych z PO Infrastruktura i Środowisko,
- 25% – dotacja z NFOŚiGW,
- 5% – nisko oprocentowana pożyczka z WFOŚiGW, z umorzeniem 40% wartości pożyczki po roku.

Założona powyżej struktura finansowania będzie wykorzystana w dalszej części opracowania.

2.5. Przychody elektrociepłowni

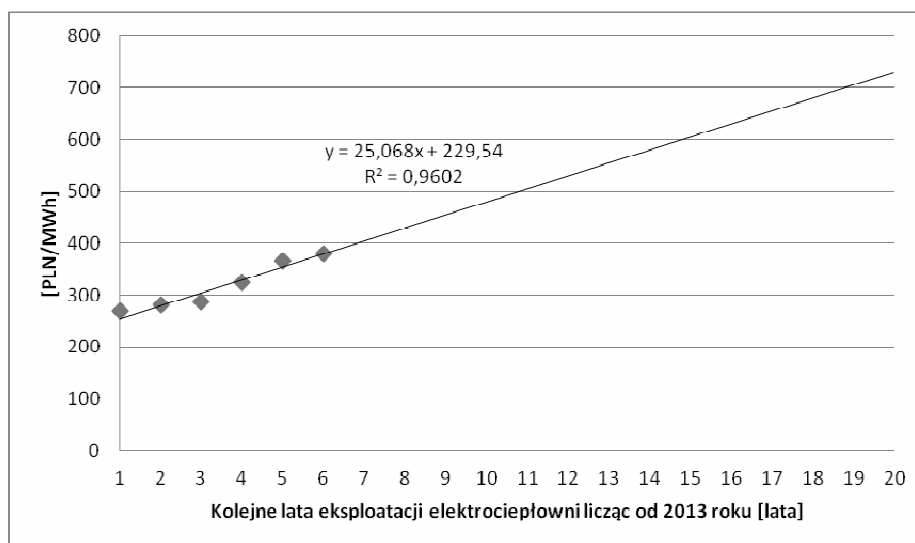
Zakładany okres eksploatacji projektowanej elektrociepłowni będzie wynosił 20 lat. W tak długim czasie przychody z określonych źródeł będą rosły, chociażby ze względu na inflację zakładaną na poziomie średnim 3% rocznie w ciągu 20 kolejnych lat eksploatacji. Inne źródła przychodów elektrociepłowni zostały zaprezentowane poniżej:

1) Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej produkowanej w elektrociepłowni.

Całkowita produkowana energia elektryczna będzie sprzedawana w całości mieszkańcom gmin – zarówno przedsiębiorstwom, jak i osobom prywatnym. Energia ciepła w okresie grzewczym będzie odbierana przez przedsiębiorstwa i osoby prywatne na cele centralnego ogrzewania, jak i podgrzewania wody użytkowej oraz – w przypadku firm – na cele związane z produkcją. W okresie letnim ze względu na zmniejszone zapotrzebowanie, ciepło będzie trafiać głównie do przedsiębiorstw (np. producentów warzyw i owoców, pieczarek, właścicieli suszarni i innych fabryk, gdzie ciepło jest konieczne do procesów produkcyjnych oraz podgrzewania wody użytkowej). Częściowo zużywane będzie

także na potrzeby gospodarstw domowych do podgrzewania wody użytkowej. W przypadku znacznych nadwyżek energii może być ona sprzedawana sąsiednim gminom.

Na rys. 1 zaprezentowano prognozowane hurtowe ceny sprzedaży jednej MWh energii elektrycznej w ciągu 20 lat, licząc od 2013 r. (1 rok na wykresie).

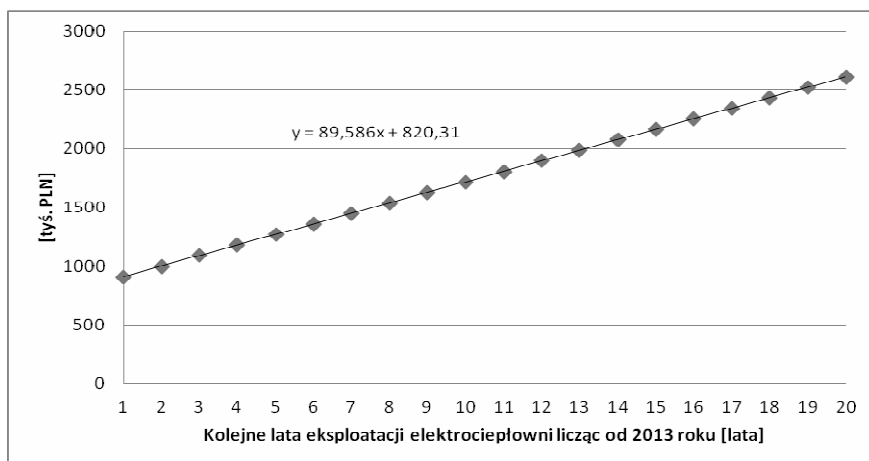


Rys. 1. Prognozowane hurtowe ceny sprzedaży 1 MWh energii elektrycznej w ciągu kolejnych 20 lat, licząc od 2013 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: M. Kochański, *Prognoza wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw na poziomie lokalnym* (w niniejszym tomie, s. 61–72).

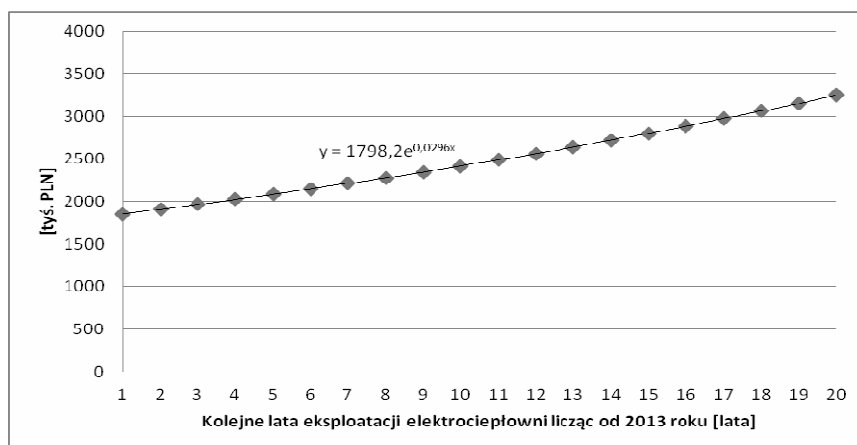
Na rys. 2 umieszczono prognozowany przychód ze sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w elektrociepłowni przy założeniach przyjętych we wcześniejszych punktach opracowania.

Hurtową cenę sprzedaży energii cieplnej z sieci ciepłowniczej (sieć konieczna do tak dużej dystrybucji ciepła, jaka jest założona w projekcie) w 2013 r. przyjęto za równą 45 zł/GJ, z 3% wzrostem co roku, odpowiadającym zakładanej inflacji statystycznej. Przychód ze sprzedaży ciepła wyprodukowanego w elektrociepłowni w kolejnych latach eksploatacji zaprezentowano na rys. 3.



Rys. 2. Prognozowany przychód ze sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w elektrociepłowni w kolejnych 20 latach eksploatacji, zaczynając od 2013 r.

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 3. Prognozowany przychód ze sprzedaży energii cieplnej produkowanej w elektrociepłowni w kolejnych 20 latach eksploatacji, zaczynając od 2013 r.

Źródło: opracowanie własne.

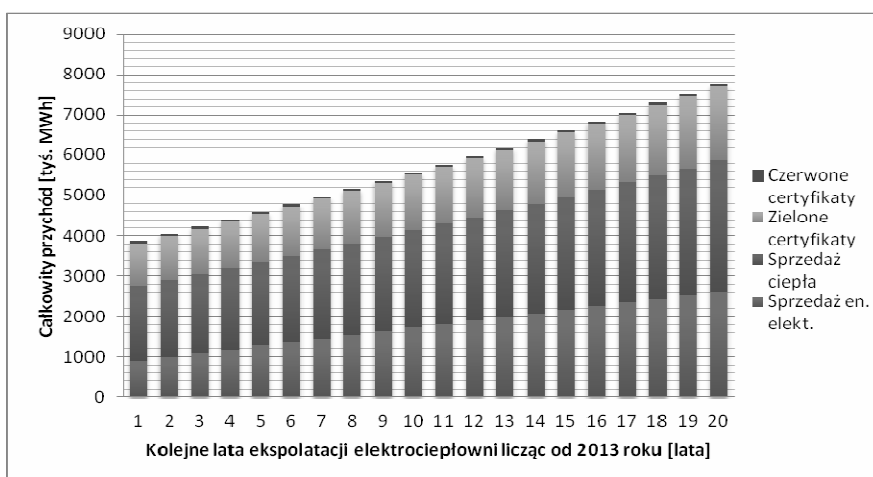
2) Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia (zielonych i czerwonych certyfikatów).

Ze względu na małą efektywność ekonomiczną układów skojarzonych, został wprowadzony ilościowy system wsparcia produkcji energii z OZE w postaci świadectw pochodzenia, do których można sprzedać prawa majątkowe w celu poprawy efektywności ekonomicznej OZE. Projektowanej elektrociepłowni na biomasę dotyczą świadectwa pochodzenia zwane zielonymi certyfikatami (wydawane m.in. w związku z produkcją energii elektrycznej z biomasy) oraz czerwone certyfikaty (dotyczące energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem) [8].

Cena zielonego certyfikatu w 2012 r. wynosi ok. 286 zł/MWh_{el} [5] i zakłada się, że będzie rosła w kolejnych latach o stopę inflacji (założoną na 3%). Cena czerwonych certyfikatów drastycznie spadła w 2012 r. do 7 zł/MWh_{el} z 23 zł/MWh_{el} [4] w 2011 r. Do obliczeń przychodów ze sprzedaży czerwonych certyfikatów przyjęto, że ich średnia cena w ciągu kolejnych 20 lat będzie wynosiła 15 zł/MWh_{el}.

3) Sumaryczne przychody ze sprzedaży.

Całkowite przychody ze sprzedaży energii produkowanej przez elektrociepłownię oraz ze sprzedaży certyfikatów w ciągu kolejnych 20 lat, poczynając od 2013 r., zaprezentowano na rys. 4.



Rys. 4. Całkowite przychody ze sprzedaży energii produkowanej przez elektrociepłownię oraz ze sprzedaży certyfikatów w ciągu kolejnych 20 lat, poczynając od 2013 r.

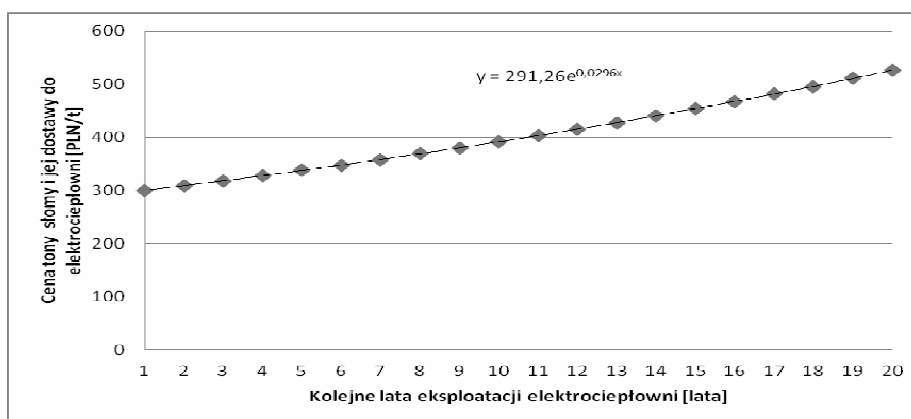
Źródło: opracowanie własne.

2.6. Koszty elektrociepłowni

Zakładany okres eksploatacji projektowanej elektrociepłowni będzie wynosił 20 lat. W tak długim czasie praktycznie żadne koszty nie będą stałe, stąd wprowadzono ich korektę w niektórych przypadkach o inflację statystyczną (średnio o 3%). Poszczególne składniki kosztów zamieszczone zostały poniżej:

1) Koszt biomasy (słomy, zrębków) oraz jej dostaw na teren elektrociepłowni.

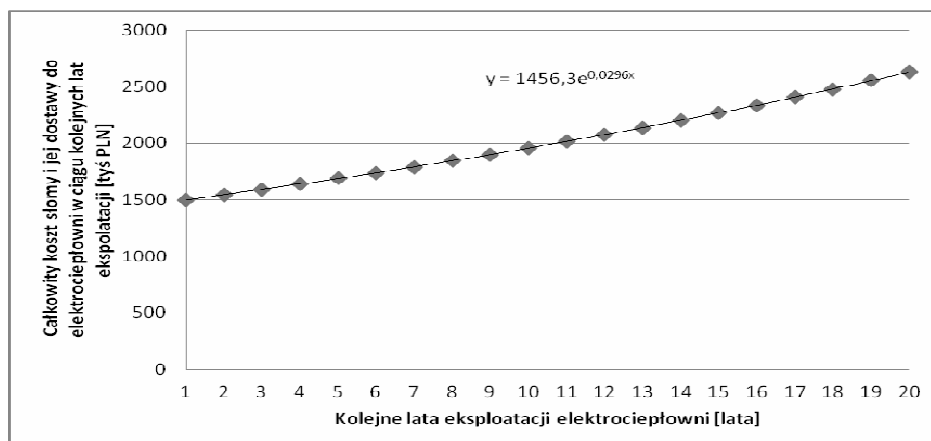
Do analizy przyjęto początkową cenę słomy na poziomie 150 zł/t [6], wzrastającą rok do roku o inflację statystyczną 3%. Koszt dostawy słomy, przy założeniu, że słoma będzie zwożona do 15 km od elektrociepłowni przez zakontraktowaną do tego firmę, będzie wynosił początkowo 150 zł/t i będzie wzrastał w każdym roku o inflację statystyczną. Sumarycznie początkowe koszty zakupu słomy i jej dostawy do elektrociepłowni wyniosą 300 zł/t. Szacowane zmiany cen zakupu jednej tony słomy i jej dostawy do elektrociepłowni w ciągu 20 lat okresu eksploatacyjnego elektrociepłowni pokazano na rys. 5.



Rys. 5. Szacowane zmiany cen zakupu jednej tony słomy i jej dostawy do elektrociepłowni w ciągu 20 lat okresu eksploatacyjnego elektrociepłowni

Źródło: opracowanie własne.

Elektrociepłownia ma zapotrzebowanie na 5000 t słomy rocznie. Zatem koszt roczny zakupu i dostawy słomy w kolejnych latach eksploatacji będzie bliski zaprezentowanemu na rys. 6.



Rys. 6. Całkowity koszt słomy i jej dostawy do elektrociepłowni w ciągu kolejnych lat eksploatacji elektrociepłowni

Źródło: opracowanie własne.

2) Koszty eksploatacyjne.

Zalicza się do nich koszty bieżących przeglądów, konserwacji oraz planowanych remontów i wymiany podstawowych części ulegających zużyciu. Dodatkowo należy uwzględnić koszty administracyjne i ubezpieczeń. Do obliczeń przyjęto, że koszty:

- bieżących przeglądów, konserwacji oraz planowanych remontów i wymiany podstawowych części ulegających zużyciu wynoszą 1% nakładów inwestycyjnych, czyli średnio 220 000 zł na rok,
- administracyjne i ubezpieczeń wynoszą 0,4% nakładów inwestycyjnych, czyli średnio 88 000 zł rocznie.

3) Koszty płac.

Nowoczesne układy kogeneracyjne charakteryzują się małą liczbą osób do obsługi. Zakłada się, że zostanie zatrudnionych ogółem 5 osób z kadry zarządzającej, inżynierskiej, technicznej i administracyjnej. Jako wartość wynagrodzenia przyjęto przeciętne wynagrodzenie brutto na poziomie 3600 zł w roku 2011. Będzie ono wzrastać rocznie o wartość inflacji statystycznej. W pierwszym roku koszt ogólny zatrudnienia, uwzględniając wszystkie koszty pracodawcy, wyniesie $18\ 000\ \text{zł} \times 1,18$ (mnożnik uwzględniający wszystkie koszty pracodawcy) = 21 240 zł.

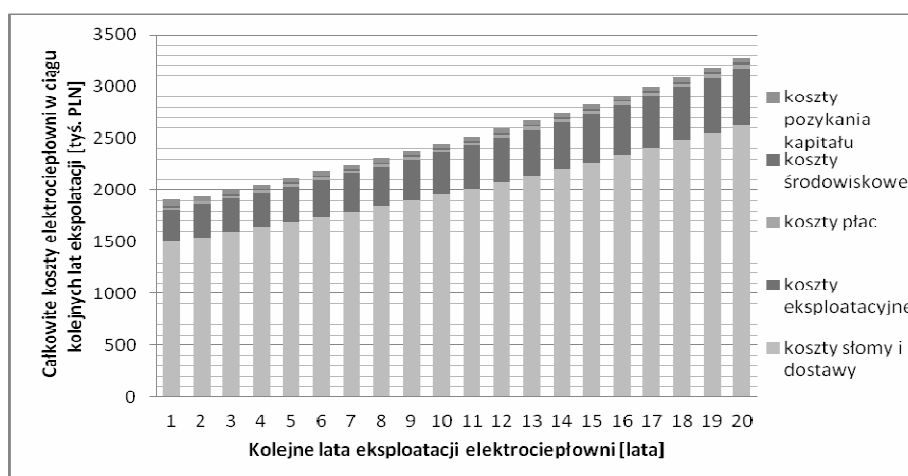
4) Koszty środowiskowe.

Zaliczamy tutaj m.in. koszty gromadzenia i wywozu odpadów oraz koszty odprowadzenia ścieków. Do obliczeń przyjęto jako średnie koszty środowiskowe 12 000 zł w pierwszym roku, powiększane corocznie o wartość inflacji statystycznej 3%.

5) Koszty pozyskania kapitału.

Przyjęto nisko oprocentowaną pożyczkę w wysokości 3% rocznie z WFOŚiGW. Kwota pożyczki wyniesie 1 087 645 zł. Okres spłaty 20 lat. Po roku założono umorzenie 40% kwoty pożyczki pozostałej do spłaty. W pierwszym roku zostanie zapłacone 72 384 zł, przy miesięcznej racie 6032 zł. Po roku nastąpi umorzenie 40% wartości pożyczki pozostałej do spłaty. Zostanie do spłaty 609 157 zł. Wtedy roczna kwota spłaty pożyczki wynosiła będzie 42 096 zł (3508 zł/mies.).

Na rys. 7 umieszczono wykres zależności kształtowania się kosztów całkowitych w zależności od roku eksploatacji elektrociepłowni.



Rys. 7. Całkowite roczne koszty funkcjonowania elektrociepłowni w ciągu kolejnych 20 lat eksploatacji elektrociepłowni

Źródło: opracowanie własne.

Jak widać na rys. 7, na koszty całkowite najbardziej wpływa cena kupna i dostarczenia do elektrociepłowni biomasy (słomy).

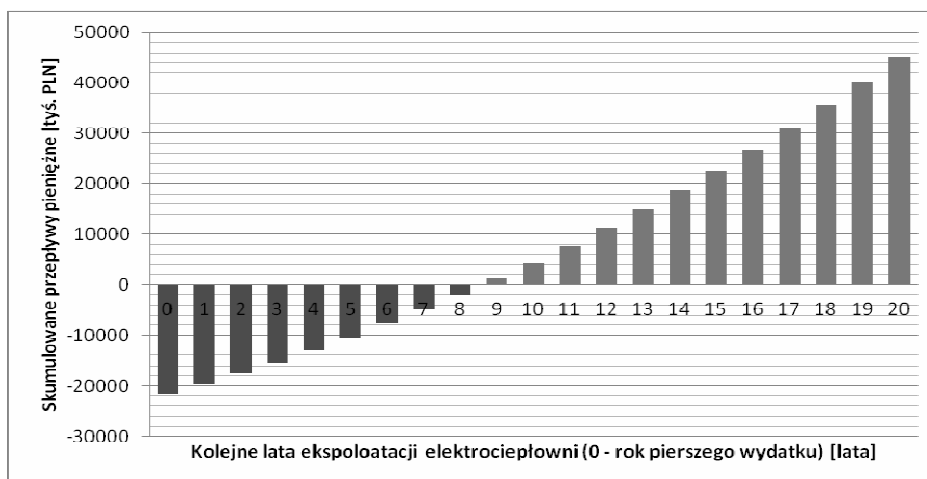
2.7. Ocena rentowności ekonomicznej

1) Prosty okres zwrotu inwestycji.

W celu obliczenia tego wskaźnika konieczne będzie wyznaczenie skumulowanych przepływów pieniężnych, poczynając od zerowego okresu, będącego początkiem inwestycji.

Na rys. 8 pokazano skumulowane przepływy netto w kolejnych latach eksploatacji elektrociepłowni.

$$I - \sum_{n=0}^{SPBP} CF_t = 0$$



Rys. 8. Skumulowane przepływy netto w kolejnych latach eksploatacji elektrociepłowni

Źródło: opracowanie własne.

Jak widać z rys. 8, inwestycja zwróci się w 9 roku działania elektrociepłowni ($SPBP = 9$ lat), a więc mniej więcej w połowie założonego na 20 lat okresu eksploatacji. Można zaakceptować inwestycję do realizacji.

2) Stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych.

Dla jej wyznaczenia przyjęto średni zysk netto dla 12. roku eksploatacji elektrociepłowni jako średniego dla całego okresu 20 lat. Średni zysk netto $F_{sr} = 3\,381\,389$ zł.

Nakłady inwestycyjne 21 752 887 zł. Roczne odsetki w typowym roku $Y = 10\,416$ zł. Wartość ROI wynosi:

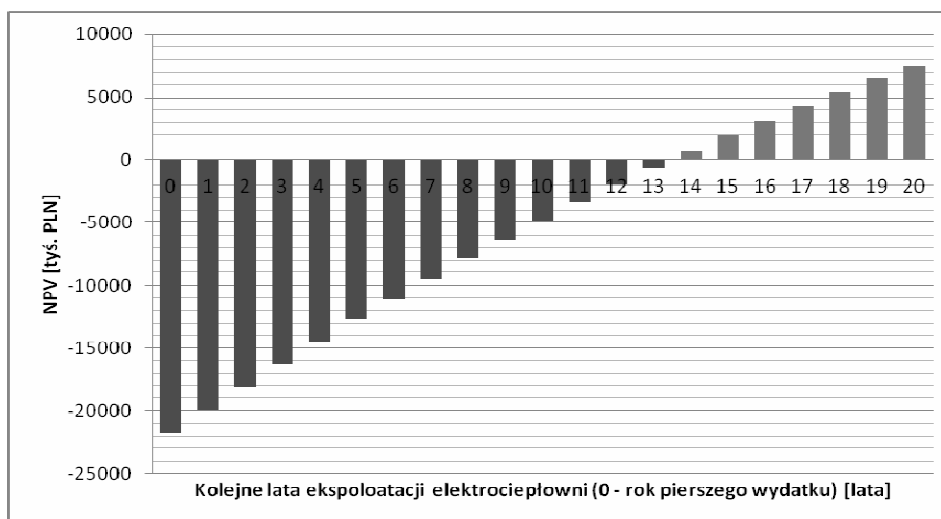
$$ROI = \frac{F + Y}{I} = \frac{3381389 + 10416}{21752887} \approx 15,6\%$$

Inwestycja w elektrociepłownię na biomasę jest rentowna, ponieważ wartość ROI jest większa niż możliwa do uzyskania na lokatach bankowych.

3) Wartość zaktualizowana netto NPV

$$NPV = \sum_{n=0}^n \frac{(CI_t - CO_t)}{(1 + p)^t},$$

gdzie: CI_t – wpływy pieniężne w roku t ; CO_t – wydatki pieniężne w roku t ; p – stopa dyskontowa; „0” – rok pierwszego wydatku.



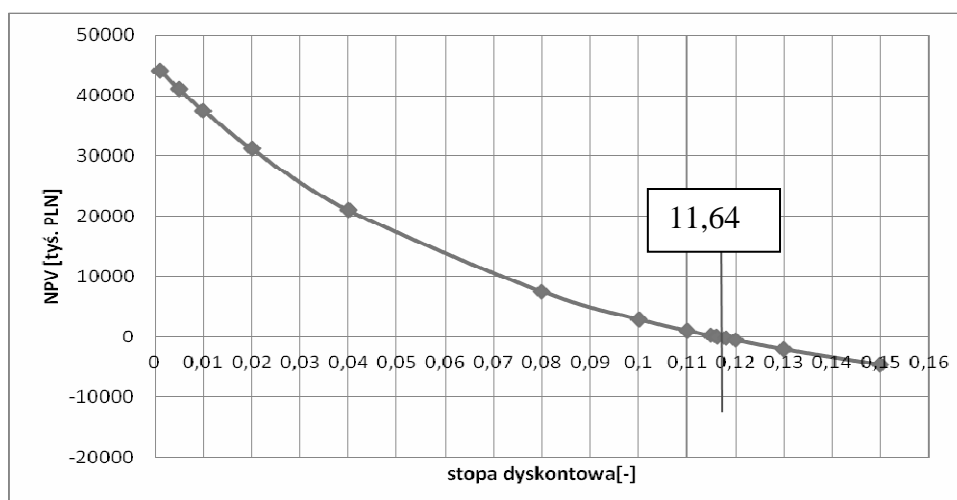
Rys. 9. NPV w kolejnych latach eksploatacji elektrociepłowni

Do obliczeń przyjęto stopę dyskontową $p = 8\%$. Jest ona oczekiwaną stopą zwrotu. Na rys. 9 pokazano wartości NPV w kolejnych latach eksploatacji elektrociepłowni.

Wartość NPV po 20 latach eksploatacji wynosi 7 459 435 zł dla założonej stopy dyskonta 8%. Oznacza to, że nakład inwestycyjny zwróci się w całości i dodatkowo inwestor zyska 7 459 435 zł, uwzględniając zmiany pieniądza w czasie. Wskaźnik pokazuje, że inwestycja jest do zaakceptowania.

4) Wewnętrzna stopa zwrotu IRR .

Polega ona na znalezieniu takiej stopy dyskontowej, dla której wartość NPV w okresie eksploatacji wynosi 0. Stopę IRR dla projektowanej elektrociepłowni można wyznaczyć z rys. 10. Wartość IRR określa miejsce przecięcia wykresu dla wartości $NPV = 0$.



Rys. 10. Zależność NPV od założonej stopy dyskontowej

Źródło: opracowanie własne.

$IRR = 11,64\%$ to oprocentowanie, jakie przyniesie zainwestowany kapitał w elektrociepłownię na słomę. Jest to graniczna stopa oprocentowania, przy której inwestycja jest jeszcze opłacalna. Inwestycja jest tym bardziej opłacalna, im wyższa jest wartość IRR . Otrzymana stopa IRR jest większa od założonej, równej 8%. Zatem inwestycja przyniesie powyżej zakładanego oprocentowania lokat bankowych i jest w pełni opłacalna.

5) Próg rentowności *BEP*.

W celu wyliczenia progu rentowności określono jednostkowy koszt produkcji energii w projektowanej elektrociepłowni, przyjmując do obliczeń dane z 11. roku eksploatacji, które odpowiadają wartościom średnim dla całego okresu eksploatacji. Jednostkową cenę wyliczono również w oparciu o przychody z 11. roku eksploatacji elektrociepłowni. Wartość średniego jednostkowego kosztu produkcji energii dla całego okresu wynosi 167,7 zł/MWh. Wartość średniej jednostkowej ceny sprzedaży energii to 384,1 zł/MWh.

$$BEP_E = \frac{k_E}{e_E} = \frac{167,7 \frac{\text{zł}}{\text{MWh}}}{384,1 \frac{\text{zł}}{\text{MWh}}} = 0,437$$

Wartość BEP_E wynosi 0,437 i jest mniejsza od 1, zatem inwestycja jest opłacalna. Średni koszt jednostkowy może wzrosnąć jeszcze o 216,4 zł/MWh, aby inwestycja nie przynosiła strat.

2.8. Podsumowanie

Obliczone wskaźniki pokazują, że realizacja założonego projektu hybrydowej elektrociepłowni na słomę, mimo wysokich kosztów inwestycyjnych związanych z nowoczesną technologią ORC, jest opłacalna z ekonomicznego punktu widzenia. Duży wpływ na to mają przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia, głównie ze sprzedaży zielonych certyfikatów. Wysokie koszty inwestycyjne mogą być w dużej części pokryte przez dotacje z funduszy unijnych, a także krajowych, które często są przyznawane projektom bazującym na OZE. Podobne projekty elektrociepłowni mogą być realizowane we wszystkich gminach wiejskich, gdzie istnieje możliwość dostarczenia do elektrociepłowni dużych ilości biomasy (słomy, zrębków) z niewielkich odległości.

ECONOMIC PROFITABLENESS ANALYSIS OF LOCAL CHP HYBRID

(ABSTRACT)

The paper analyzes the economic viability for the example of the proposed 2 MW hybrid power plant in one of the communes in Poland. For this purpose, availability indicators recommended by the World Bank in the procedure of UNIDO have been used. The indicative capital and operating costs of the planned plant have been presented.

LITERATURA

- [1] Bartnik R., *Rachunek efektywności techniczno-ekonomicznej w energetyce zawodowej*, Politechnika Opolska, Opole 2008.
- [2] *Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych*, oprac. przygotowane na zlecenie Ministerstwa Gospodarki, Warszawa 2009.
- [3] Główny Urząd Statystyczny, www.stat.gov.pl.
- [4] http://energetyka.wnp.pl/czerwone-certyfikaty-pozostana-tanie,165544_1_0_0.html.
- [5] <http://gramwzielone.pl/trendy/841/cena-zielonego-certyfikatu-w-2012-roku>.
- [6] http://www.kape.gov.pl/EN/Achievements/Programmes/ProgrammesInternational/1996_2000_a/pliki/sloma/sloma_8.htm.
- [7] Paska J., *Ocena ekonomicznej efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych w sektorze paliw i energii*, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej.
- [8] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, Dz.U. nr 156, poz. 969.
- [9] Rozporządzenie z dnia 30 maja 2003 roku w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, Dz.U. nr 104, poz. 971.
- [10] Urząd Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl>.
- [11] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z 2006 r., nr 89, poz. 625 z późn. zm.

CZĘŚĆ III

ANALIZA PRAWNA

1. Proces zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej

STRESZCZENIE

Przedmiotem niniejszego opracowania jest przedstawienie problematyki uzyskania przyłączenia do sieci elektroenergetycznej niewielkiego producenta elektryczności, ze szczególnym uwzględnieniem przypadku elektrociepłowni opalanej biomasą. Na początku przedstawione zostaną podstawy prawne i przyczyny wprowadzenia obowiązku zawarcia umowy przyłączeniowej przez operatora sieci elektroenergetycznej. Następnie dookreślony zostanie szczegółowo zakres przedmiotowego obowiązku. Na koniec zostanie omówiona treść przykładowej umowy przyłączeniowej oraz tryb jej zawierania, ze szczególnym uwzględnieniem etapu uzyskiwania warunków przyłączeniowych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci.

1.1. Wprowadzenie

Przyłączenie nowo wybudowanych źródeł wytwórczych, w postaci elektrociepłowni opalanej biomasą, do sieci elektroenergetycznej lub ciepłowniczej jest warunkiem koniecznym do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie produkcji elektryczności. W interesie gminy Daszyna leży szczególne określenie zarówno terminu, jak i kosztów przyłączenia planowanych przez nią instalacji do sieci, ponieważ będzie to jednocześnie moment umożliwiający rozpoczęcie produkcji energii i osiągnięcie przychodów z tego tytułu. W związku z powyższym uzyskanie przyłączenia należy uznać za jeden z najważniejszych etapów procesu inwestycyjnego, polegającego na budowie nowych źródeł

wytwórczych. Już na wstępie należy zaznaczyć, iż cały proces uzyskiwania przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, pozostającej w pełnej dyspozycji operatora, powinien być oparty na rozwiązaniach kompromisowych. W razie zaistnienia jakichkolwiek konfliktów wskazane jest ugodowe rozwiązywanie sporów w drodze negocjacji z operatorem sieci. Ta postawa względem podmiotu kontrolującego sieć podyktowana jest faktem, iż po przyłączeniu do sieci elektroenergetycznej, do sprawnego korzystania z wybudowanych instalacji wytwórczych konieczna będzie ciągła współpraca z przedsiębiorstwem przesyłowym, najczęściej wieloletnia. W związku z tym, z punktu widzenia inwestora pożądane jest zachowanie poprawnych stosunków z podmiotem, od którego będzie zależała możliwość sprawnego funkcjonowania całego przedsiębiorstwa. Jednocześnie warto podkreślić, iż gmina jako podmiot negocjujący warunki umowy przyłączeniowej ma znacznie lepszą pozycję negocjacyjną z przedsiębiorstwem energetycznym niż podmiot prywatny, ponieważ często możliwość przeprowadzenia inwestycji planowanych przez operatora na terenie danej gminy zależy od jej pozytywnego bądź negatywnego nastawienia.

Ustawodawca polski, zdając sobie sprawę z kluczowego znaczenia możliwości uzyskania przyłączenia do sieci energetycznych, uregulował procedurę i obowiązki operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w zakresie zawierania umowy o przyłączenie nowych podmiotów w art. 7 ustawy Prawo energetyczne. Przedmiotowa regulacja jest jednocześnie realizacją obowiązków nałożonych przez prawodawstwo na poziomie unijnym, zakładające stworzenie wspólnego rynku energetycznego w Unii Europejskiej opartego na poszanowaniu zasad konkurencji.

1.2. Zasada dostępu stron trzecich jako podstawa obowiązku zawarcia umowy przyłączeniowej

Zasada dostępu stron trzecich stanowi, że podmiot, który jest właścicielem infrastruktury niemożliwej do skopiowania i niezbędnej do prowadzenia działalności gospodarczej na tym samym lub powiązanim rynku, powinien zapewnić dostęp do niej za odpowiednią opłatą innym podmiotom na równych i niedyskryminujących zasadach [13, s. 3].

Third Party Access (TPA) jest jednym z podstawowych instrumentów prawnych służących zarazem zagwarantowaniu poprawnie funkcjonującej konkurencji w sektorze energetycznym, jak i polepszeniu bezpieczeństwa energetycznego państwa. Zagwarantowanie dostępu do sieci innym podmiotom i ich wejście na rynek wytwarzania bądź

dostaw elektryczności prowadzi w oczywisty sposób do rozwoju konkurencji oraz wiążących się z tym korzyści. Jednocześnie umożliwia odbiorcy dyferencjację źródeł, z których nabywa energię elektryczną i przynajmniej częściowe zabezpieczenie się przed przerwami w dostawach elektryczności [7, s. 133].

Dostęp stron trzecich jest instytucją bezpośrednio związaną z doktryną *essential facilities* – infrastruktury kluczowej (wrażliwej). Z *essential facilities* mamy do czynienia, gdy na danym rynku właściwym istnieje infrastruktura, która jest faktycznie bądź ekonomicznie konieczna do prowadzenia działalności gospodarczej na tym samym lub powiązanim rynku. Dodatkowo, jeśli taka infrastruktura jest niemożliwa do skopiowania z jakichkolwiek powodów: technicznych, logistycznych, ekonomicznych (np. zupełnie nieopłacalna jest budowa równoległych sieci elektroenergetycznych bądź ciepłowniczych), możemy przyjąć, że podmiot kontrolujący ją jest naturalnym monopolistą. Zapobieganiu nadużywania przez taki podmiot swojej pozycji również na rynkach powiązanych, do których dostęp jest uzależniony od korzystania z infrastruktury kluczowej, ma służyć właśnie instytucja dostępu stron trzecich [10, s. 665].

Na gruncie prawa energetycznego zasada ta interpretowana jest jako obowiązek właściciela lub operatora sieci do odpłatnego udostępnienia jej każdemu podmiotowi w celu umożliwienia mu dostarczania elektryczności odbiorcom końcowym, zgodnie z umowami zawartymi bezpośrednio z producentem lub sprzedawcą energii. TPA umożliwia dostawcom energii lub klientom wykorzystanie sieci elektroenergetycznej, której nie są właścicielami, w celu sprzedaży lub kupna energii [6, s. 117].

1.2.1. Przyczyny wprowadzenia zasady dostępu stron trzecich

Zasada dostępu stron trzecich znalazła się w przepisach unijnych dyrektyw elektroenergetycznych, ponieważ pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyczne, wykorzystując specyficzną strukturę sektora i uprzywilejowaną pozycję podmiotów kontrolujących sieć przesyłową i dystrybucyjną, doprowadziły do całkowitego wykluczenia konkurencji. Odmowa bądź bezpośrednie lub pośrednie utrudnienie dostępu było powszechnie stosowaną praktyką i skutecznie zniechęcało przedsiębiorców do angażowania się oraz inwestowania w energetykę.

Nowe spółki wkraczające na rynek elektroenergetyczny miały zazwyczaj poważne problemy z dostępem do infrastruktury sieciowej, co pozwalało przypuszczać, że operatorzy byli skłonni faworyzować powiązane ze sobą jednostki gospodarcze. Ponadto, roz-

budowa i modernizacja samych sieci była zaburzona przez działania przedsiębiorstw dominujących i dostosowana do potrzeb istniejących podmiotów, nie była natomiast nakierowana na maksymalizację zdolności przesyłowych sieci. Z braku zadowalających inwestycji wynikał niewystarczający poziom płynności sieci oraz ograniczenia w ilości dostępnych mocy przesyłowych. Koncerny działające na rynku nie były zainteresowane rozbudową swoich sieci, ponieważ oznaczało to dla nich wejście na rynek podmiotów konkurencyjnych [8, s. 8].

Dlatego tak ważne dla sektora energetycznego jest zagwarantowanie dostępu stron trzecich na przejrzystych i niedyskryminujących zasadach.

1.2.2. Zasada *Third Party Access* w ustawie Prawo energetyczne

Dostęp stron trzecich do sieci elektroenergetycznej został wprowadzony do wtórnego prawa unijnego dyrektywą 96/92/WE [5], a następnie zreformowany dyrektywą 2003/54/WE [3]. W najnowszej dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej [4] nie nastąpiły znaczące zmiany w unormowaniu tej instytucji.

Na mocy powyższych dyrektyw państwa członkowskie Unii Europejskiej są zobowiązane wprowadzić system *Third Party Access* w odniesieniu do systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Dostęp ma się opierać na kontrolowanych taryfach, które mają być dla wszystkich podmiotów jednakowe, obliczane według obiektywnych i przejrzystych kryteriów. Zgodnie z tym unormowaniem państwowy organ regulacyjny może ograniczyć się do określenia stawek i opłat, albo zamiast tego określić wytyczne i metody kształtowania tych cen, a szczegółowe obliczenia pozostawić operatorowi. Po opublikowaniu stawek lub wytycznych, mają one mieć zastosowanie obiektywnie i bez dyskryminacji do wszystkich podmiotów ubiegających się o dostęp do sieci. W sytuacji, gdy organ regulacyjny zdecyduje się określić metody wyliczania opłat, jest on zobowiązany do następczej kontroli ich przestrzegania przez operatorów sieci, przy czym kontrola ta może być dokonywana również przez np. organy antymonopolowe [1, s. 80].

Polska wypełniła obowiązki nałożone na nią przez prawo unijne poprzez wprowadzenie odpowiedniej regulacji w art. 4 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne, który stanowi: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych lub energii, na zasadach równopraw-

nego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na zasadach i w zakresie określonym w ustawie [...]” (art. 4 ust. 2 [12]).

Doprecyzowaniem sposobu i gwarancją realizacji powyższego obowiązku jest regulacja szczegółowa zawarta w art. 7 ustawy Prawo energetyczne, nakładająca na przedsiębiorstwo energetyczne, będące operatorem sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie nowego podmiotu do sieci. Jednocześnie we wspomnianym art. 7 uregulowana została procedura i treść umowy przyłączeniowej.

1.3. Obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci

Zgodnie z treścią art. 7 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru [...]” (art. 7 ust. 1 [12]).

Przytoczony powyżej przepis jest kluczowy z punktu widzenia funkcjonowania sieci energetycznych oraz zagwarantowania dostępu do nich podmiotom trzecim – zarówno odbiorcom energii, jak i jej wytwórcom. Art. 7 ustawy Prawo energetyczne nakłada na przedsiębiorstwo energetyczne obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie z każdym podmiotem spełniającym warunki przyłączenia, o ile nie ma przeciw temu przeszkód technicznych bądź ekonomicznych [11, s. 520]. Naturalnie na potrzeby niniejszego opracowania omówione zostaną warunki i tryb przyłączania do sieci wytwórców energii, pominięte natomiast będą kwestie odnoszące się wyłącznie do odbiorców.

Niektórzy przedstawiciele doktryny podkreślają, iż w istocie na przedsiębiorstwo przesyłowe nie jest nakładany obowiązek zawarcia rzeczonyj umowy, a jedynie określenia jej warunków, na które może lub nie przystać podmiot przyłączany. Nie sposób jednak zgodzić się z tak zaprezentowaną tezą, ponieważ przedsiębiorstwo energetyczne jako podmiot gwarantujący dostęp do świadczenia publicznego jest związany również co do treści zawieranej umowy. W sytuacji, gdy warunki umowne zaproponowane przez przedsiębiorstwo energetyczne byłyby zbyt wygórowane i w rzeczywistości blokowałyby dostęp do sieci, należałoby takie zachowanie operatora uznać za odmowę zawarcia umowy przesyłowej, ze

wszystkimi konsekwencjami takiego działania. W przypadku uznania, iż przedstawione przez operatora sieci warunki umowy w rzeczywistości uniemożliwiają gminie skorzystanie z sieci, dopuszczalne jest odwołanie się do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, a następnie wkroczenie na drogę sądową. Jednak, jak zostało już podkreślone na wstępie, takie działanie prawdopodobnie doprowadziłoby do niepożądanego konfliktu między podmiotem przyłączanym a operatorem sieci, dlatego korzystniejsze byłoby w takiej sytuacji podjęcie negocjacji z przedsiębiorcą przesyłowym i ugodowe rozwiązanie sporu.

Można wyróżnić trzy przesłanki określone przez art. 7 ust. 1, determinujące powstanie po stronie przedsiębiorstwa sieciowego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie:

- 1) istnienie ekonomicznych warunków przyłączenia,
- 2) istnienie technicznych warunków przyłączenia,
- 3) spełnianie przez podmiot przyłączany warunków przyłączenia do sieci i odbioru

[11, s. 518].

Na podstawie art. 7 ust. 3 ustawy Prawo energetyczne dodawana jest również czwarta przesłanka – posiadanie tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane (art. 7 ust. 3 *in fine* [12]).

1.3.1. Istnienie ekonomicznych warunków przyłączenia

Zazwyczaj dokonanie przyłączenia nowego podmiotu do sieci wymaga rozbudowy lub modernizacji istniejącej instalacji, w celu doprowadzenia odpowiedniej infrastruktury do określonej nieruchomości bądź dostosowania jej stanu technicznego do przyjęcia dodatkowych obciążeń. Inwestycje w rozbudowę sieci wiążą się z bardzo wysokimi kosztami, z tego powodu ustawodawca zdecydował się wyposażyć przedsiębiorstwo energetyczne w uprawnienie do odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci w przypadku, gdy realizacja przyłącza okazałaby się nieopłacalna. Omawiana przesłanka jest bardzo ocen- na i nieostra, a ustawodawca nie zdecydował się na wprowadzenie precyzyjnej definicji ekonomicznych warunków uzasadniających przyłączenie [11, s. 520]. Przy interpretacji prezentowanej przesłanki przedsiębiorstwu energetycznemu pozostawiono znaczną swobodę, jednak nie można mówić tutaj o zupełnej dowolności dokonywanej oceny. Granice stwierdzenia braku ekonomicznych warunków dokonania przyłączenia zostały określone przez orzecznictwo Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie oraz praktykę decyzyjną Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki [9, s. 62].

Podstawowym dokumentem wykorzystywanym przy ocenie ekonomicznych warunków przyłączenia jest plan rozbudowy sieci, opracowywany przez każdego operatora w zgodzie z aktami prawa lokalnego, takimi jak miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego. Na podstawie tego planu przedsiębiorstwo energetyczne określa koszty własne rozbudowy sieci oraz oblicza taryfy za przyłączenie nowych podmiotów, których wysokość ma zrekomensować poniesione wydatki. Jeśli w takim planie została ujęta dana nieruchomość, przedsiębiorstwo energetyczne nie ma praktycznie możliwości odmowy zawarcia umowy o przyłączenie z powodów ekonomicznych. Powyżej przytoczony sposób określania ekonomicznej możliwości przyłączenia wykorzystywany jest przede wszystkim w przypadku przyłączania odbiorców energii, jednak możliwe jest odpowiednie jego wykorzystanie przez producenta ubiegającego się o przyłączenie źródeł wytwórczych, który może argumentować, iż zgodnie z planem rozbudowy sieci koszty jej modernizacji będą poniesione przez operatora bez względu na realizację planowanej inwestycji, w związku z czym nie ma ekonomicznych podstaw do odmowy przyłączenia. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie w orzeczeniu z dnia 18 września 2002 r. doszedł do wniosku, że „odmowa przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych może nastąpić jedynie w przypadkach wyjątkowych, a więc wówczas gdy obiekt odbiorcy położony jest w znacznej odległości od sieci lub w miejscu szczególnie trudno dostępnym” [11, s. 521].

Jednakże brak warunków ekonomicznych nie zamyka gminie drogi do uzyskania przyłączenia do sieci. W takim przypadku możliwe jest wykorzystanie regulacji zawartej w art. 7 ust. 9 ustawy Prawo energetyczne, który stanowi: „W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci [...]” (art. 7 ust. 9 [12]).

Dzięki unormowaniom zawartym w przytoczonym przepisie, w szczególnych wypadkach dopuszczalne jest indywidualne ustalenie kosztów przyłączenia i pokrycie ich w znacznej części bądź w całości przez podmiot wnioskujący o przyłączenie.

1.3.2. Istnienie technicznych warunków przyłączenia

Na przedsiębiorstwo sieciowe nałożony jest szereg obowiązków w zakresie utrzymania sieci i urządzeń w odpowiednim stanie technicznym oraz zagwarantowania poprawnego funkcjonowania całej instalacji. Warunki techniczne utrzymania sieci określone są

przede wszystkim w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych, ale wynikają również z dokumentów, takich jak gminne plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. W związku z tym przedsiębiorstwo energetyczne, rozpatrując wnioski o przyłączenie do sieci, musi brać pod uwagę jej stabilność i możliwości techniczne dokonania kolejnych przyłączeń [9, s. 63].

Brak możliwości technicznych dokonania przyłączenia powinien być określany w sposób obiektywny, zgodnie z aktualnym stanem wiedzy i techniki. Przeszkoda o charakterze technicznym jest w zasadzie trwała i całkowicie uniemożliwia przyłączenie danego podmiotu do sieci w określonym miejscu [11, s. 521].

1.3.3. Spełnienie warunków przyłączenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie

Przyłączenie jakichkolwiek nowych urządzeń i instalacji do istniejącej sieci, czy to elektrycznej, czy też ciepłowniczej, wiąże się z koniecznością dostosowania ich parametrów technicznych i eksploatacyjnych do parametrów sieci. Ustawodawca wprowadzając omawianą przesłankę, miał na celu przede wszystkim zabezpieczenie prawidłowego działania sieci i uniknięcie sytuacji, w których funkcjonowanie systemu energetycznego mogłoby zostać zagrożone przez przyłączanie wadliwych bądź niestabilnych urządzeń. Wymagania techniczne, jakie muszą spełniać urządzenia przyłączane do sieci, mają również zagwarantować utrzymanie właściwych parametrów jakościowych dostarczanej energii lub paliw. Ogólne wymogi, jakie powinny spełniać wszelkie urządzenia przyłączane do każdej sieci energetycznej, zostały określone w art. 7a ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne i stanowią:

„1. Przyłączane do sieci urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego albo sieci ciepłowniczej oraz współpracujących z tą siecią urządzeń lub instalacji służących do wytwarzania lub odbioru ciepła, zwanych dalej «systemem ciepłowniczym»;

2) zabezpieczenie systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego albo systemu ciepłowniczego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci;

3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu paliw gazowych lub energii;

4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych paliw gazowych i energii;

5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach;

6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobrane paliwa lub energię.

2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w ust. 1, muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności: przepisach prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania paliw gazowych lub energii i rodzaju stosowanego paliwa” (art. 7a ust. 1 i 2 [12]).

Doprecyzowanie i przedstawienie konkretnych parametrów i wymagań technicznych dla urządzeń przyłączanych do sieci należy do obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego. Operator sieci, kierując się powyższym katalogiem, szczegółowymi parametrami technicznymi określonymi w aktach wykonawczych wydanych do ustawy Prawo energetyczne oraz parametrami własnej sieci, określa odrębne warunki przyłączenia indywidualnie dla każdego podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci [11, s. 523].

W przypadku niewypełnienia wskazanych warunków i parametrów technicznych przedsiębiorstwo energetyczne odmawia zawarcia umowy przyłączeniowej do czasu zagwarantowania właściwego stanu technicznego przyłączanych urządzeń i instalacji.

1.3.4. Tytuł prawny do nieruchomości

Ostatnią przesłanką, którą musi spełnić inwestor ubiegający się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej lub ciepłowniczej jest posiadanie tytułu prawnego do nieruchomości, na której posadowione zostały źródła wytwarzające energię, które mają zostać przyłączone. Przesłanka ta nie ma charakteru równorzędnego z wymienionymi wcześniej, ponieważ w przeciwieństwie do nich nieposiadanie tytułu prawnego do nieruchomości skutkowało będzie jedynie uprawnieniem przedsiębiorcy sieciowego do odmowy zawarcia umowy przyłączeniowej, natomiast niespełnienie którejkolwiek z poprzednich przesłanek skutkuje obowiązkiem niewyrażenia zgody na przyłączenie do sieci [9, s. 64]. Prezentowana przesłanka interpretowana jest bardzo szeroko i dla jej wypełnienia koniecz-

ne jest posiadanie dowolnego tytułu prawnego do dysponowania nieruchomością; może to być zarówno prawo rzeczowe, jak i tytuł prawny wynikający ze stosunku obligacyjnego.

Wybór lokalizacji inwestycji oraz zapewnienie tytułu prawnego do nieruchomości pod nią przeznaczonych jest jednym z pierwszych etapów jej realizacji. Odpowiednie dobranie tytułu prawnego w przypadku zabezpieczenia prawa do dysponowania nieruchomością jest kluczowe zarówno z punktu widzenia późniejszej realizacji całego przedsięwzięcia, jak i z punktu widzenia jego opłacalności.

Podmiot planujący rozpoczęcie działalności gospodarczej w sektorze odnawialnych źródeł energii powinien w pierwszej kolejności rozważyć, jaki tytuł prawny będzie najbardziej dopasowany do charakteru planowanych przez niego instalacji. W praktyce do dyspozycji inwestora pozostają trzy rodzaje tytułów prawnych: własność, użytkowanie wieczyste oraz dzierżawa. Dwa pierwsze to prawa rzeczowe, natomiast dzierżawa jest prawem wynikającym ze stosunków zobowiązaniowych. Prawa rzeczowe są prawami podmiotowymi bezwzględными, co oznacza, iż są skuteczne *erga omnes* (wobec wszystkich), w przeciwieństwie do praw wynikających ze stosunków zobowiązaniowych, które skuteczne są wyłącznie *inter partes* (między stronami) i zapewniają mniejszą stabilność sytuacji prawnej. Z tego powodu bardziej pożądane byłoby uzyskanie przez inwestora któregoś z praw rzeczowych, jako gwarantującego więcej uprawnień. Jednak nie w każdym przypadku jest to rozwiązanie najbardziej opłacalne – najistotniejszą wadą związaną z nabyciem prawa rzeczowego, a w szczególności prawa własności do nieruchomości, jest jego bardzo wysoki koszt, który musi zostać poniesiony już na samym początku inwestycji, kiedy ryzyko jej niepowodzenia jest stosunkowo wysokie.

W omawianym w niniejszym opracowaniu przypadku gminy Daszyna, gdzie planowana jest budowa stałej instalacji w postaci elektrociepłowni opalanej biomasą, problem wyboru tytułu prawnego do nieruchomości nie powstanie, ponieważ gmina jest już jej właścicielem. Natomiast dla przyszłych inwestycji realizowanych na terenie gminy warto rozważyć inny sposób zabezpieczenia nieruchomości, gdyż inaczej prezentuje się sytuacja w odniesieniu do inwestycji w elektrownię wiatrową, która z samej swojej specyfiki jest instalacją czasową, a urządzenia posadowione na nieruchomości najczęściej mają z góry określony czas nadawania się do użytkowania (najczęściej jest to 20–25 lat). Wówczas inwestor lub sama gmina może zdecydować się na terminowe formy zabezpieczenia prawa do dysponowania nieruchomością.

Ostatnim istotnym tematem związanym z tytułem prawnym do nieruchomości, koniecznym do omówienia w kontekście uzyskiwania przyłączenia do sieci, jest zagadnienie zakwestionowania prawdziwości tytułu prawnego. Jest to sytuacja, która w przypadku

gminy Daszyna z pewnością nie będzie miała miejsca, jednak dla pełnego omówienia prezentowanego problemu należy również na nią zwrócić uwagę, w szczególności w kontekście przyszłych inwestycji na terenie gminy. Często praktyką między konkurującymi między sobą o daną nieruchomość przedsiębiorcami jest kwestionowanie tytułu prawnego do nieruchomości konkurenta w trakcie postępowania o uzyskanie przyłączenia do sieci. Takie działanie zazwyczaj powoduje odmowę zawarcia umowy przyłączeniowej przez operatora sieci i wiąże się z koniecznością sądowego ustalenia treści istniejącego stosunku prawnego, z czym związane jest znacznie wydłużenie całego procesu i dodatkowe koszty. W związku z tym zawsze warto zadbać, aby cała dokumentacja dotycząca nieruchomości była niepodważalna i nie budziła najmniejszych wątpliwości oraz ustalić, czy żaden inny podmiot nie jest również zainteresowany realizowaniem podobnej inwestycji na danym terenie. W omawianym przypadku gmina stoi na uprzywilejowanej pozycji, ponieważ ma wiedzę na temat wszelkich projektów inwestycyjnych realizowanych na swoim terenie.

1.4. Treść umowy przyłączeniowej

Minimalny zakres treści umowy przyłączeniowej został określony w art. 7 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne, zgodnie z którym umowa przyłączeniowa powinna określać w szczególności: „termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie, miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów, warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru, moc przyłączeniową, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania” (art. 7 ust. 2 [12]).

Wprowadzony przez ustawodawcę katalog postanowień umowy przyłączeniowej ma charakter otwarty, w związku z tym nic nie stoi na przeszkodzie, aby przedsiębiorstwo energetyczne dodało do umowy inne elementy, jakie uzna za pożądane z uwagi na rodzaj przyłączanych urządzeń czy warunki funkcjonowania sieci.

Niestety, w praktyce warunki umowy przyłączeniowej proponowane przez operatora sieci nie podlegają negocjacom. Możliwe jest nawet określenie umowy zawieranej z przedsiębiorstwem sieciowym mianem umowy adhezyjnej, czyli umowy zawieranej najczęściej między przedsiębiorcą a konsumentem, albo przedsiębiorcą dominującym (lub monopolistą) i kontrahentem. Charakteryzuje się ona brakiem negocjacji stron – podmiot słabszy może zaakceptować warunki umowy i do niej przystąpić lub zrezygnować. Innymi cechami umów adhezyjnych są powtarzalność, masowość i podobna treść. Przedsiębiorstwa sieciowe, określając warunki umów przyłączeniowych, kierują się tymi samymi kryteriami dla wszystkich podmiotów i praktycznie nie dopuszczają możliwości prowadzenia negocjacji.

Przykładowa umowa o przyłączenie do sieci określa następujące elementy:

- strony umowy,
- przedmiot umowy,
- szczegółowy zakres zadań inwestycyjnych związanych z realizacją przyłączenia (takich jak budowa dodatkowych linii, rozbudowa rozdzielni, budowa układów pomiarowo-rozliczeniowych),
- podział zadań inwestycyjnych pomiędzy podmiot przyłączany i operatora sieci,
- miejsce rozgraniczenia własności sieci pomiędzy majątkiem operatora i producenta energii,
- miejsce wprowadzenia do sieci energii elektrycznej generowanej przez instalacje podmiotu przyłączanego,
- opłata za przyłączenie,
- plany realizacji zadań inwestycyjnych w czasie, z podziałem na etapy (projektowy i budowlano-montażowy) wraz z określeniem podmiotu zobowiązanego do uzyskania koniecznych decyzji administracyjnych (np. pozwolenia na budowę),
- warunki przyłączenia źródeł energii podmiotu przyłączanego do sieci,
- obowiązki w zakresie koordynacji współpracy i wymiany informacji,
- ilościowe i jakościowe parametry energii elektrycznej wprowadzanej przez podmiot przyłączany do sieci,
- termin realizacji zadań określonych w umowie,
- konsekwencje naruszenia przez którąkolwiek ze stron postanowień umownych bądź niedotrzymania terminów w niej określonych.

Spośród elementów wymienionych powyżej dodatkowego omówienia wymagają warunki przyłączenia urządzeń do sieci oraz opłata za przyłączenie. W umowie przyłączeniowej operator sieci określa dodatkowe obowiązki, które musi wypełnić podmiot ubiegający się o przyłączenie. Przedmiotowe obowiązki można podzielić na dwie podstawowe grupy:

- 1) umowy towarzyszące, które muszą zostać zawarte przed przyłączeniem:
 - umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby własne podmiotu przyłączanego,
 - umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej produkowanej przez podmiot przyłączany,
 - umowy sprzedaży energii elektrycznej na potrzeby własne podmiotu przyłączanego,
 - umowy sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej przez podmiot przyłączany;
- 2) dodatkowe działania, jakie musi podjąć podmiot przyłączany:
 - zrealizowanie prac inwestycyjnych określonych przez umowę,
 - zgłoszenie gotowości do ruchu urządzeń przyłączonych w terminie poprzedzającym deklarowany termin przyłączenia,
 - dostarczenie dokumentacji i badań wymaganych przez prawo oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji posiadanych urządzeń, instalacji i sieci,
 - przedstawienie harmonogramu przeprowadzenia rozruchu próbnego i odbioru przyłączonych instalacji,
 - prawidłowe przeprowadzenie rozruchu próbnego urządzeń,
 - uregulowanie opłaty za przyłączenie.

Jednym z najistotniejszych elementów umowy o przyłączenie do sieci jest jej koszt. Podstawy wyliczenia należnej opłaty związanej z przyłączeniem do sieci również uregulowano w drodze ustawowej, co ma zapobiec dowolnemu określaniu ceny przez przedsiębiorstwa sieciowe i blokowaniu w ten sposób dostępu do sieci podmiotom zainteresowanym. W art. 7 ust. 8 ustawy Prawo energetyczne określone zostały zasady obliczania wysokości opłaty, zgodnie z punktem trzecim omawianego przepisu dotyczącym przyłączania nowych źródeł wytwórczych: „Za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów” (art. 7 ust. 8 pkt. 3 [12]).

Zgodnie z przywołanym przepisem potencjalny inwestor zobowiązany jest ponieść całkowite koszty rozbudowy i modernizacji sieci, która jest konieczna do przyłączenia nowych mocy wytwórczych. Jednak w przypadku gminy Daszyna przyłączenie planowa-

nej elektrociepłowni do sieci elektroenergetycznej powinno mieścić się w zakresie mniejszych mocy produkcyjnych, a przedsiębiorca sieciowy zobowiązany jest pokryć wspomniane koszty w połowie.

W praktyce w umowie przyłączeniowej nigdy nie jest podawana konkretna kwota jako wysokość opłaty przyłączeniowej. Operator sieci zawsze formułuje ją opisowo, jako określony ułamek całkowitych kosztów zrealizowania przyłączenia. Zapis dotyczący opłaty za przyłączenie może przybrać następującą postać: „Wysokość nakładów niezbędnych na realizację przyłączenia szacuje się wstępnie na kwotę ... zł. Opłatę za przyłączenie określa się na podstawie 50% planowanych nakładów na realizację przyłączenia, ustalając wstępnie jej wysokość na poziomie ... zł”. Z przytoczonego zapisu można jasno wywnioskować, iż poprzez użycie sformułowań takich jak: „szacuje się”, „ustala wstępnie”, operator sieci zabezpiecza sobie możliwość modyfikacji opłaty określonej w umowie, co najczęściej ma miejsce w trakcie realizacji inwestycji. Możliwe jest, iż opłata, którą podmiot przyłączany zobowiązał się uiścić, będzie nawet dwukrotnie wyższa niż opłata pierwotnie określona w umowie. Przed tą sytuacją, niestety, żaden inwestor nie jest w stanie się zabezpieczyć – jeśli w trakcie modernizacji czy rozbudowy sieci okaże się, iż rzeczywiste koszty są znacznie wyższe od szacowanych, opłata przyłączeniowa zostanie naliczona według nakładów realnie poniesionych przez operatora sieci.

1.5. Tryb zawarcia umowy przyłączeniowej

Pierwszym etapem uzyskania przyłączenia jest wystąpienie z wnioskiem do przedsiębiorstwa sieciowego o określenie warunków przyłączenia. Stanowią one podstawę do późniejszego zawarcia samej umowy przyłączeniowej, ponieważ zgodnie z art. 7 ust. 8i ustawy Prawo energetyczne, warunki przyłączenia są warunkowym zobowiązaniem przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy w okresie dwóch lat od ich wydania.

W przypadku ubiegania się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej ustawodawca wprowadził szczególny tryb zawarcia umowy i ustanowił dodatkowe wymagania dla tego rodzaju przyłączenia, różnicując je w zależności od wysokości napięcia sieci elektroenergetycznej, do której miałyby nastąpić przyłączenie.

W przypadku przyłączania źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu powyżej 1 kV, na podmiocie przyłączanym ciążyć będzie kilka dodatkowych obowiązków.

Sam wniosek o określenie warunków powinien zawierać następujące elementy: oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, określenie nieruchomości, na

której posadowione są urządzenia podlegające przyłączeniu, określenie mocy przyłączeniowej dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej, przewidywane roczne zużycie energii elektrycznej, przewidywany termin rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej oraz informacje o parametrach technicznych urządzeń, niezbędne do zapewnienia spełnienia wymagań określonych w art. 7a ustawy Prawo energetyczne [11, s. 529]. Do wniosku należy również załączyć następujące dokumenty:

- dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z nieruchomości bądź obiektu, w którym mają zostać zlokalizowane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączone urządzenia, instalacje lub sieci, względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,
- ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, wykonaną w zakresie i na warunkach uzgodnionych z operatorem, na którego obszarze działania nastąpi przyłączenie,
- wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub – w jego braku – decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, potwierdzające możliwość zlokalizowania na danej nieruchomości tego typu inwestycji (art. 7 ust. 8d [12]).

Przed wszystkim w przeciągu 7 dni od złożenia wniosku o określenie warunków przyłączeniowych inwestor zobowiązany jest do uiszczenia zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej, która określona jest w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy określonej we wniosku, nie więcej jednak niż 3 mln zł i nie więcej niż szacowana wysokość opłaty przyłączeniowej. W sytuacji, gdy zaliczka przekroczy wysokość samej opłaty, przedsiębiorstwo sieciowe obowiązane będzie zwrócić nadwyżkę wraz z odsetkami obliczonymi od dnia jej uiszczenia. W przypadku nieuiszczenia zaliczki przez podmiot ubiegający się o przyłączenie, operator sieci pozostawi wniosek bez rozpatrzenia [9, s. 70].

Wszystkie wyżej opisane obowiązki związane z wnioskowaniem o uzyskanie warunków przyłączenia, zarówno dotyczące wymaganej dokumentacji, jak i obowiązku uiszczenia zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej, mają na celu wyeliminowanie zjawiska określanego jako rezerwowanie mocy i miejsc przyłączeniowych w systemie elektroenergetycznym, które stało się bardzo uciążliwym procederem na gruncie poprzedniej regulacji prawnej, zgodnie z którą podmiot ubiegający się o przyłączenie, składając wniosek o wydanie warunków przyłączenia, nie był zobowiązany załączać ani wspomnianej dokumentacji, ani nie musiał uiszczać zaliczki. Doprowadziło to do zablokowaniaostęp-

nych mocy przesyłowych przez przedsiębiorców, którzy w rzeczywistości nie mieli zamiaru produkować elektryczności, a jedynie sprzedawali uzyskane warunki przyłączeniowe rzeczywistym producentom [11, s. 533].

Jednym z obowiązków podmiotu ubiegającego się o przyłączenie urządzeń do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV jest sporządzenie ekspertyzy wpływu urządzeń, instalacji lub sieci podlegających przyłączeniu na system elektroenergetyczny – w praktyce przedmiotową ekspertyzę przygotowuje sam operator sieci, który dysponuje wszelkimi danymi wymaganymi do takiej ekspertyzy, natomiast koszt jej sporządzenia jest uwzględniany przy obliczaniu ogólnych kosztów przyłączenia. Jednak gmina Daszyna przy ubieganiu się o przyłączenie swojej elektrociepłowni do sieci elektroenergetycznej zostanie zwolniona z obowiązku przygotowania przedmiotowej ekspertyzy, ponieważ moc zainstalowana planowanej instalacji nie przekroczy wartości granicznych określonych w art. 7 ust. 8e ustawy Prawo energetyczne, który stanowi: „W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zapewnia sporządzenie ekspertyzy” (art. 7 ust. 8e [12]).

Termin, w jakim przedsiębiorstwo sieciowe powinno określić warunki przyłączeniowe to 150 dni od dnia złożenia wniosku.

W przypadku ubiegania się o przyłączenie do sieci o napięciu znamionowym poniżej 1 kV podmiot nie jest zobowiązany do uiszczania zaliczki, nie musi również sporządzać ekspertyzy wpływu urządzeń, instalacji lub sieci podlegających przyłączeniu na system elektroenergetyczny, ani załączać do wniosku wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu. Przedsiębiorca sieciowy natomiast ma obowiązek określić warunki przyłączeniowe w przeciągu 30 dni od złożenia wniosku. W praktyce z uproszczonej procedury skorzystają przede wszystkim konsumenci i gospodarstwa domowe ubiegające się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w celu pobierania energii.

Po wypełnieniu przez inwestora ubiegającego się o przyłączenie do sieci wymagań określonych w warunkach przyłączeniowych, przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane jest zawrzeć właściwą umowę i przyłączyć nowy podmiot do sieci.

1.6. Odmowa zawarcia umowy przyłączeniowej

W przypadku odmowy zawarcia umowy przyłączeniowej przedsiębiorstwo sieciowe zobowiązane jest niezwłocznie poinformować na piśmie podmiot ubiegający się o uzyskanie przyłączenia oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o fakcie i przyczynach podjęcia decyzji odmownej. W sytuacji, gdy podmiot oczekujący przyłączenia nie zgadza się z uzasadnieniem wskazanym przez operatora, może zwrócić się do Prezesa URE o rozstrzygnięcie zaistniałego sporu. Zgodnie z art. 8 ustawy Prawo energetyczne, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jest organem administracyjnym właściwym do rozstrzygania sporów powstałych na tym tle. Uprawniony jest przede wszystkim do badania wypełnienia wszystkich przesłanek warunkujących obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci [9, s. 70].

Prezes URE działa w tej sytuacji jako organ administracyjny i postępowanie odwoławcze odbywa się na podstawie przepisów kodeksu postępowania administracyjnego. Rozstrzygnięcie zapada w drodze decyzji administracyjnej, od której służy odwołanie wyjątkowo do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

1.7. Podsumowanie

Etap realizacji inwestycji w odnawialne źródło energii, polegający na uzyskaniu przyłączenia do sieci, jest w praktyce bardzo sformalizowany i najczęściej oparty na wzorcach umownych. Przedsiębiorstwo energetyczne dysponujące siecią przesyłową lub dystrybucyjną, wykorzystując swoją pozycję dominującą względem podmiotu ubiegającego się o przyłączenie nowych mocy wytwórczych, bardzo rzadko dopuszcza możliwość negocjowania warunków umowy przyłączeniowej w jakimkolwiek zakresie. Dlatego potencjalny inwestor jeszcze na etapie planowania lokalizacji swojej inwestycji, jeśli tylko istnieje taka możliwość, powinien zadbać o umiejscowienie jej na terenie, z którego będzie istniała sposobność przyłączenia się do dwóch różnych sieci obsługiwanych przez różnych operatorów. Jest to jedyna sytuacja, w której operator może zdecydować się na podjęcie negocjacji w zakresie umowy przyłączeniowej i w efekcie zaproponować korzystniejsze warunki przyłączenia.

THE PROCESS OF CONCLUDING THE GRID CONNECTION CONTRACTS

(ABSTRACT)

The main aim of this paper is to present the problems of obtaining the access to the grid by small producer of electricity, with particular emphasis on a biomass-fired heat and power plant case. In the beginning legal basis and reasons for introducing such obligation will be presented. Afterwards there will be defined the detailed scope of the obligation. Finally the content of example connection agreement and the procedures for its conclusion will be commented, with particular emphasis on the stage of obtaining the connection conditions.

LITERATURA

- [1] Będkowski-Koziół M., *Kierunki zmian polskiego prawa energetycznego w świetle regulacji dyrektyw 2003/54/WE oraz 2003/55/WE w sprawie wspólnotowych zasad dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu ziemnego*, „Kwartalnik Prawa Publicznego” 2004, nr 1.
- [2] Cherka M., Elżanowski F. M., Swora M., Wąsowski K. A., *Energetyka i ochrona środowiska w procesie inwestycyjnym*, Warszawa 2010.
- [3] Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE Dz.U. WE L176/37.
- [4] Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE Dz.U. UE L211/55.
- [5] Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dz.U. WE L27/20.
- [6] Dziadykiewicz E., *Refusal to Grant Third-Party Access by an Electricity Transmission System Operator – Overview of Competition Law Issues*, “Journal of Energy & Natural Resources Law” 2007, no. 2.
- [7] Elżanowski F., *Polityka energetyczna. Prawne instrumenty realizacji*, Warszawa 2008.
- [8] Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego „Europejska Polityka Energetyczna”, COM (2007) 1, wersja ostateczna.
- [9] Kucińska A., *Procedura uzyskania przyłączenia do sieci energetycznej i gazowej*, [w:] Cherka M., Elżanowski F. M., Swora M., Wąsowski K. A., *Energetyka i ochrona środowiska w procesie inwestycyjnym*, Warszawa 2010.
- [10] Nagy C. S., *Refusal to deal and the doctrine of essential facilities in US and EC competition law: a comparative perspective and a proposal for a workable analytical framework*, “European Law Review” 2007, no. 5.
- [11] Swora M., Muras Z. (red.), *Prawo energetyczne. Komentarz*, Warszawa 2010.
- [12] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z 2006 r., nr 89, poz. 625 z późn. zm.
- [13] Walaszek-Pyziół A., Pyziół W., *Obowiązek zawarcia umowy świadczenia usług przesyłowych*, „Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego” 2002, nr 9.

2. Realizacja inwestycji budowy elektrociepłowni w formie partnerstwa publiczno-privatnego

STRESZCZENIE

Przedmiotem opracowania jest przybliżenie zarówno przedstawicielom sektora publicznego, jak i prywatnym inwestorom instytucji partnerstwa publiczno-privatnego jako możliwej formy współpracy podczas realizacji inwestycji w sektorze energetyki odnawialnej. W tekście skoncentrowano się przede wszystkim na wykazaniu korzyści płynących z wykorzystania przedmiotowej formy współpracy oraz przedstawieniu możliwych sposobów podziału ryzyka między partnerów.

2.1. Wprowadzenie

Aktualnie realizacja inwestycji w odnawialną energetykę, w tym w omawianą elektrociepłownię hybrydową, wiąże się z bardzo wysokimi kosztami inwestycyjnymi oraz długotrwałym i niekiedy uciążliwym procesem inwestycyjnym, na który składają się zarówno elementy cywilnoprawne (takie jak zabezpieczenie nieruchomości, zawarcie umowy przyłączeniowej), jak i administracyjnoprawne (takie jak uzyskanie decyzji środowiskowej, pozwolenia na budowę, koncesji na działalność gospodarczą polegającą na produkcji energii elektrycznej). Rozwiązaniem, które może ułatwić i przyspieszyć cały proces inwestycyjny jest partnerstwo publiczno-privatne, które umożliwia z jednej strony wykorzystanie środków finansowych partnera prywatnego, a z drugiej – ułatwia postępowanie administracyjne poprzez udział partnera publicznego.

Współpraca podmiotów publicznych z sektorem prywatnym w wykonywaniu zadań publicznych oraz innych zadań o charakterze gospodarczym jest zagadnieniem, które znajduje odzwierciedlenie w polityce gospodarczej i finansowej rządów na całym świecie. Regulacja prawna zasad, na jakich sektor prywatny może uczestniczyć w wykonywaniu zadań państwa, znajduje swoje źródła w instytucji zamówień publicznych [11], na pod-

stawie której w wielu krajach prowadzone są również alternatywne formy współpracy podmiotów prywatnych z organami administracji publicznej [1, s. 7]. Spoczywający na jednostkach samorządu terytorialnego, działających niejednokrotnie w ograniczonych warunkach budżetowych, konstytucyjny obowiązek zaspokajania podstawowych potrzeb mieszkańców, powoduje bardzo często brak możliwości ponoszenia kosztów inwestycji mających przyczynić się do rozwoju regionalnego i lokalnego – przykładowo bardzo niewiele gmin stać samodzielnie na inwestycję w postaci nowoczesnej elektrociepłowni opartej na spalaniu biomasy. Administracja samorządowa, wartościując potrzeby wspólnoty, inwestycje m.in. w rozwój infrastrukturalny przenosi na dalszy plan.

2.2. Pojęcie partnerstwa publiczno-prywatnego

Istota partnerstwa publiczno-prywatnego (instytucja uregulowana w ustawie [10]), polegająca na współpracy podmiotów, nie jest zasadniczo niczym nowym. Jednostki samorządu terytorialnego, na mocy ustaw ustrojowych, uprawnione są do wzajemnego wspierania się, współdziałania poprzez zawieranie związków czy stowarzyszeń¹. Niemniej, o ile współdziałanie jednostek samorządu terytorialnego determinowane jest możliwościami finansowymi jednostek, o tyle partnerstwo publiczno-prywatne wprowadza podmiot będący niezależnym źródłem finansowania inwestycji. Kapitał prywatny zwiększa możliwość finansowania projektów inwestycyjnych i przyczynia się do rozwoju regionalnego i lokalnego. Nadto warto dodać, iż partnerstwo publiczno-prywatne nie jest z założenia prywatyzacją działań władzy publicznej, sprowadzającej się do zwolnienia jej z obowiązku wykonywania zadań publicznych. Sprywatyzowane zostają działania *stricte* gospodarcze, tj. proces inwestycyjny, eksploatacji, zarządzania projektem. Poziom, jakość i dostępność usług publicznych pozostaje nadal pod kontrolą władz publicznych, które ponoszą za nie odpowiedzialność.

Partnerstwo publiczno-prywatne (*Public Private Partnership*, dalej również jako PPP) definiowane jest przez Komisję Europejską [6]² jako forma współpracy między

¹ Więcej na ten temat [7]. Autorka podjęła się zaprezentowania istoty, genezy przesłanek oraz zasad podejmowania i realizacji publicznoprawnych form współdziałania jednostek samorządu terytorialnego.

² Komisja stwierdza, że: PPP są przedmiotem szczególnego zainteresowania służb Komisji Europejskiej w ramach przyznawanych przez nią dotacji. Wykorzystanie dotacji do celów PPP nakłada ograniczenia w odniesieniu do projektów w zakresie nadrzędnego wymogu Komisji, związanego z ochroną interesu publicznego.

sektorem publicznym i sektorem prywatnym, której celem jest przeprowadzanie projektów lub dostarczanie usług tradycyjnie wykonywanych przez sektor publiczny [6, s. 16]. Partnerstwo publiczno-prywatne stanowi najkorzystniejszą formę finansowania inwestycji, m.in. w sektorze OZE. Współpraca jednostek samorządu terytorialnego z podmiotami prywatnymi stanowi jedną z przodujących form realizacji polityki rozwoju regionalnego w Unii Europejskiej [2, s. 8]. Do głównych atutów PPP, po stronie publicznej, zaliczyć należy przede wszystkim wykorzystanie prywatnych źródeł finansowania. Niebagatelną rolę odgrywa też wkład wiedzy (*know-how*, *know-what* oraz *know-why*), innowacyjność, znajomość rynku komercyjnego oraz komercyjne zarządzanie projektem przez podmiot prywatny. Powyższe aspekty przekładają się będą na wysoką jakość inwestycji. Rozpatrując korzyści takiej współpracy, w tym w zakresie energetyki, po stronie administracji samorządowej wskazać należy odciążenie budżetu. W zależności od postanowień umowy o PPP, ciężar finansowy po stronie jednostki samorządu terytorialnego zostaje rozłożony w czasie lub też jest przerzucony w całości na inwestora prywatnego – wówczas, jako wkład jednostki samorządu terytorialnego, uznaje się możliwość bezpośredniego czerpania pożytków z inwestycji przez podmiot prywatny po jej zakończeniu. Do korzyści dla strony prywatnej zaliczyć należy pozyskanie przychylności władz publicznych, co niejednokrotnie stanowi klucz do odniesienia sukcesu w realizacji inwestycji.

2.3. Przedmiot partnerstwa publiczno-prywatnego

Wzrost gospodarczy jest w wysokim stopniu uzależniony od rozwoju i rozbudowy infrastruktury, szczególnie w sektorze użyteczności publicznej. Praktyka europejska wskazuje, że instytucja PPP w największym stopniu znalazła zastosowanie przy realizowaniu projektów zmierzających do rozwoju infrastruktury w sferach będących w zakresie zadań administracji publicznej, tj. energetyki, gospodarki wodnej i telekomunikacji, a także w ramach systemów transportowych. Ponadto w wielu państwach występuje pilne zapotrzebowanie na nową infrastrukturę socjalną, taką jak szpitale i wyposażenie medyczne, więzienia, obiekty oświatowe i gospodarka mieszkaniowa. Sferą znacznego zainteresowania i zaangażowania sektora prywatnego jest także ochrona środowiska [6, s. 4]³. Przedmiotem współdziałania w ramach PPP w wyżej

³ Komisja Europejska wskazuje, że w tym obszarze udział sektora prywatnego następuje najczęściej w formie koncesji na usługi publiczne.

wymienionych obszarach jest dostarczanie i świadczenie usług (budowa obiektu stanowi tylko etap realizacji świadczenia usług). To, co odróżnia PPP od instytucji zamówień publicznych, to fakt, iż infrastruktura rzeczowa stanowi wyłącznie narzędzie przyczyniające się do zdolności do pełnienia funkcji świadczenia usług. Implikują one co najwyżej stopień dostępności do usługi czy jej jakości (walory techniczne, architektoniczne) [14, s. 29]. Komisja Europejska określiła cztery zasadnicze zadania dla sektora prywatnego w systemach PPP:

- zapewnienie dodatkowego kapitału,
- zapewnienie alternatywnych umiejętności w zakresie zarządzania i wdrażania,
- zapewnienie wartości dodanej konsumentowi i ogółowi społeczeństwa,
- zapewnienie lepszego określenia potrzeb i optymalnego wykorzystania zasobów [6, s. 2].

Pojęcie partnerstwa publiczno-prywatnego na gruncie obecnie obowiązujących uregulowań prawnych rozumiane jest jako wspólna realizacja przedsięwzięcia, oparta na podziale zadań i ryzyk pomiędzy podmiotem publicznym i partnerem prywatnym. Przepisy ustawy pozwalają wyodrębnić pewne cechy składające się na istotę tej instytucji:

- współpraca podmiotu publicznego i prywatnego,
- podział zadań i ryzyk,
- charakter przedsięwzięcia,
- charakter wynagrodzenia.

Współpraca partnerów rozumiana jest jako współdziałanie i współodpowiedzialność na każdym etapie realizacji inwestycji [14, s. 60]. Ustawodawca dość precyzyjnie wskazuje, jakie podmioty mogą współpracować w ramach PPP. Znamienne jest, że katalog podmiotów publicznych tożsamy jest z katalogiem podmiotów zobowiązanych do stosowania ustawy Prawo zamówień publicznych (w przypadku PPP z wyłączeniem tzw. zamawiających sektorowych). Takie rozwiązanie podyktowane było potrzebą zachowania spójności z regulacjami odnoszącymi się do zamówień publicznych oraz do wymogów UE. Z kolei po stronie podmiotu prywatnego może występować przedsiębiorca krajowy lub zagraniczny.

Podział zadań i ryzyk ma służyć najkorzystniejszemu wykorzystaniu potencjału obu stron umowy. Ustawodawca posłużył się tylko ogólnym zakreśleniem ram podziału zadań pomiędzy partnerów. Artykuł 7 ustawy stanowi bowiem, iż przez umowę o partnerstwie publiczno-prywatnym partner prywatny zobowiązuje się do realizacji przedsięwzięcia za wynagrodzeniem oraz poniesienia w całości albo w części wydatków na jego realizację, lub poniesienia ich przez osobę trzecią, a podmiot publiczny zobowiązuje się do współdziałania w osiągnięciu celu przedsięwzięcia, w szczególności poprzez wniesienie

wkładu własnego. Brak precyzyjnych uregulowań w przepisach prawa, które wskazywałyby kryteria podziału zadań powoduje, iż domena ta pozostaje w gestii stron umowy. Pozwala to na dostosowanie umowy w sposób najwłaściwszy do okoliczności realizacji inwestycji.

Przedsięwzięcie, jakie może być przedmiotem PPP, musi się mieścić w zakresie:

- budowy lub remontu obiektu budowlanego,
- świadczenia usług,
- wykonania dzieła, w szczególności wyposażenia składnika majątkowego w urządzenia podwyższające jego wartość lub użyteczność,
- innego świadczenia – połączonego z utrzymaniem albo zarządzaniem składnikiem majątkowym, który jest wykorzystywany do realizacji przedsięwzięcia publiczno-prywatnego lub jest z nim związany.

Co istotne, PPP nie ma na celu realizacji inwestycji krótkofalowych. W ramach PPP realizowane są projekty długoterminowe, w które wpisanych jest kilka etapów realizacji, podzielonych na fazę inwestycji i realizacji.

Charakter wynagrodzenia jest w istotnej mierze uzależniony od inwestycji. Wynagrodzenie partnera prywatnego zależy przede wszystkim od rzeczywistego wykorzystania lub faktycznej dostępności przedmiotu partnerstwa publiczno-prywatnego. Warto mieć świadomość, iż wynagrodzenie nie jest wprost wskazane w umowie. Jego wysokość oraz forma determinowane są różnorodnymi czynnikami, składającymi się na realizację inwestycji: otoczeniem społeczno-gospodarczym, poniesionym ryzykiem, a przede wszystkim jakością powstałej inwestycji.

2.4. Formy współdziałania w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego

Inicjatywa podjęcia współdziałania w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego pozostaje co do zasady po stronie podmiotu publicznego. Chęć podjęcia działania powinna zostać obwieszona w Biuletynie Zamówień Publicznych lub opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej. Wybór partnera następuje poprzez ocenę oferty, zgodnie z kryteriami enumeratywnie wyliczonymi w ustawie o PPP. Ustawodawca przewiduje różne warianty współpracy. Może ona następować poprzez zawarcie stosownej umowy o partnerstwie publiczno-prywatnym. Umowa cywilno-prawna o part-

nerstwie publiczno-prywatnym jest centralnym i najważniejszym elementem regulującym wzajemne zobowiązania stron w każdym indywidualnym przedsięwzięciu, dlatego też fachowe skonstruowanie umowy jest jednym z narzędzi zabezpieczenia interesu publicznego. Warunki współpracy na zasadzie PPP zostają określone w umowie. Warto zaznaczyć, iż obecna ustawa o PPP nie zawiera konkretnego wyliczenia elementów mających znaleźć się w umowie. Skłania to do stwierdzenia, iż ustawodawca pozostawił stronom umowy o PPP swobodę kreowania umowy przy odpowiednim stosowaniu przepisów m.in. kodeksu cywilnego. Strony umowy określają przede wszystkim wysokość wynagrodzenia podmiotu prywatnego, wkład podmiotu publicznego czy też skutki nienależytego wykonania lub niewykonania zobowiązania. Podmiot publiczny uprawniony jest do kontrolowania podmiotu prywatnego na zasadach i w trybie określonym w umowie o partnerstwie publiczno-prywatnym.

2.4.1. Rodzaje umów o partnerstwo publiczno-prywatne

Partnerzy mają do dyspozycji kilka formuł umów o PPP, spośród których mogą wybrać najwłaściwszą dla swoich potrzeb. Elastyczność instytucji PPP umożliwia zatem dostosowanie konkretnego modelu współpracy do potrzeb danej inwestycji. Kryterium rozróżniającym poszczególne modele umów o PPP jest stopień zaangażowania strony prywatnej. W związku z powyższym umowa może przyjąć postać:

- umowy typu DB (*Design, Build*) – umowa ze stroną prywatną na projekt oraz budowę obiektu użyteczności publicznej. Obiekt finansowany jest przez partnera publicznego i stanowi jego własność. Ideą umowy jest przeniesienie ryzyka projektowego i budowlanego na podmiot prywatny. Z uwagi na charakter inwestycji w elektrociepłownię hybrydową ten typ umowy nie będzie miał szerszego zastosowania. Jest on bowiem odpowiedni w przypadku projektów kapitałowych o niskich wymogach funkcjonalnych. Słabą stroną tego typu koncepcji PPP jest trudność w zachęceniu sektora prywatnego do współpracy z uwagi na zbyt duże ryzyko niedoszacowania kosztów inwestycji [14, s. 42; 4, s. 11];
- umowy typu BOT (*Build, Operate, Transfer*) – buduj, eksploruj i przekaz – jest to rodzaj umowy, na mocy której partner prywatny zobowiązany jest do zaprojektowania, budowania oraz finansowania obiektu, a także jego późniejszej eksploatacji i utrzymania, podczas gdy podmiot publiczny jest cały czas prawnym właścicielem inwestycji.

Po czasie określonym w umowie następuje przekazanie obiektu w drodze przetargu. W ramach tego typu umowy występują m.in. następujące odmiany:

- BOOT (*Build, Own, Operate, Transfer*) – prawa własności po wybudowaniu obiektu przechodzą na operatora, który po upływie okresu umowy zobowiązany jest do przekazania obiektu podmiotowi prywatnemu,
- BOO (*Build, Own, Operate*) – w tym przypadku obiekt pozostaje własnością inwestora prywatnego,
- ROT (*Refurbish, Operate, Transfer*) – w ramach umowy tego typu podmiot prywatny podejmuje się przebudowy, remontu obiektu już istniejącego, a w następnym etapie – eksploatacji, i w końcu przekazania obiektu podmiotowi publicznemu [15, s. 76–77].

Umowa typu BOT jest często wykorzystywana w przypadku projektów obejmujących znaczną eksploatację, tj. dotyczących gospodarki wodnej oraz usuwania odpadów. Do niewątpliwych zalet tej formuły należy zaliczyć możliwość przyspieszenia realizacji programu budowy oraz wspieranie nowatorstwa sektora prywatnego;

- umowy typu DBFO (*Design, Build, Finance, Operate*) – zaprojektuj, buduj, finansuj i eksploatuj – porozumienia te umożliwiają prywatnemu partnerowi inwestycyjnemu finansowanie, konstruowanie oraz obsługiwanie ulepszeń infrastruktury generujących dochód, w zamian za prawo do pobierania przez określony czas dochodów związanych z inwestycją. Po czasie wskazanym w umowie obiekt wraca do sektora publicznego. Umowa typu DBFO stanowi doskonałą kanwę pod projekty związane z gospodarką wodną i odpadami. Daje sposobność do przyspieszenia realizacji inwestycji i korzystniejszy z punktu widzenia sektora prywatnego rozkład ryzyka. Do słabych stron tego typu umów należy zaliczyć złożoność postępowań przetargowych, monitorowania zarządzania umową oraz realizacji umowy. Istnieje możliwość udzielenia koncesji na wytworzenie nowego majątku lub na modernizację, unowocześnienie albo rozwój istniejących urządzeń [6, s. 33];
- innych porozumień koncesyjnych – podobnie jak w przypadku DBFO, polegają one na tym, że sektor publiczny powierza działania stronie prywatnej, ale dodatkowo odpowiedzialność za finansowanie jest dzielona w taki sposób, że prywatny koncesjonariusz wnosi udział kapitałowy oraz określone prywatne źródła finansowania, jednakże własność majątku pozostaje przy sektorze publicznym [6, s. 90]. W ramach tej koncepcji realizacji PPP strona prywatna odzyskuje koszty z opłat wnoszonych przez użytkowników. Formuła ta jest więc odpowiednia w przypadku projektów, które umożliwiają wprowadzenie opłat pobieranych przez użytkowników.

Chcąc skategoryzować (szerzej na ten temat [13, s. 64; 15, s. 76–77; 12, s. 100 i n.]) możliwe formy współdziałania w ramach PPP, można wyliczyć np.: kontrakty na usługi⁴ (*contracting-out*), kontrakty menadżerskie⁵ (*management contracts*), umowy dzierżawy⁶ (*lease contracts*), koncesjonowanie (*concession*) czy formy własności prywatnej⁷ (np. spółki *joint ventures*).

Dość istotną jest kwestia możliwości zmiany treści umowy podczas jej trwania. Ustawa w ograniczony sposób dopuszcza wnoszenie zmian w czasie wykonywania postanowień umowy. Z punktu widzenia wieloletnich niejednokrotnie umów taki zapis wydaje się niezrozumiały. Jednak aby uczynić zadość przepisom o uczciwej konkurencji i o zamówieniach publicznych, wprowadzenie przedmiotowej zasady jest nieodzowne.

2.4.2. Partnerstwo publiczno-prywatne w formie spółki

Alternatywną formą realizacji inwestycji w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego, przewidzianą przez ustawodawcę, jest powstanie spółki prawa handlowego. Może ona przybrać formę spółki kapitałowej, komandytowej lub komandytowo-akcyjnej. Ustawodawca zastrzegł, iż przy wyborze realizowania przedsięwzięcia w takiej formie, podmiot publiczny nie może być komplementariuszem, czyli nie może odpowiadać bez ograniczeń za zobowiązania spółki. Porozumienie w tym przedmiocie skutkuje zawarciem w umowie stosownego zapisu, będącego podstawą do zawiązania spółki. Umowa o partnerstwie publiczno-prywatnym, przewidująca powstanie spółki, musi określać cel

⁴ Zamówień na usługi udziela się na ogół w oparciu o konkurs ofert i można je przedłużać na krótkie okresy, od kilku miesięcy do kilku lat. Zadania te mogą obejmować takie dziedziny, jak: inkasowanie opłat, instalacja, konserwacja oraz prowadzenie odczytu urządzeń mierzących w sektorze gospodarki wodnej, zbieranie odpadów lub zapewnienie i konserwacja pojazdów czy też innych systemów technicznych.

⁵ Tzw. umowy o obsługę i zarządzanie – umowy o zarządzanie są na ogół krótkoterminowe, często jednak są przedłużane na okresy dłuższe niż porozumienia dotyczące świadczenia usług. Wykonawcom wypłaca się wynagrodzenia w oparciu o stawkę stałą albo w ramach systemu zachęt, w którym wykonawcy otrzymują premie z tytułu spełnienia określonych poziomów usług lub realizacji celów.

⁶ Przedsiębiorca zobowiązuje się w ramach umowy do zaprojektowania, wybudowania i sfinansowania obiektu. Po ukończeniu projektu podmiot publiczny staje się dzierżawcą, płacąc odpowiedni czynsz.

⁷ Forma ta występuje w kilku odmianach: tworzenie od podstaw nowych podmiotów prywatnych, zakładanie spółek z kapitałem mieszanym, z mniejszościowym lub większościowym udziałem podmiotu prywatnego, sprzedaż istniejących podmiotów komunalnych przez stronę publiczną.

i przedmiot działalności spółki – spółka bowiem ma charakter celowy. Oznacza to, iż po zakończeniu realizacji przedsięwzięcia spółka winna ulec rozwiązaniu. Utworzenie podmiotu kapitałowego jest możliwe przy współpracy co najmniej dwóch partnerów. Wspólnicy spółki dzielą się zyskami i stratami. Fakt realizacji zadań publicznych przez spółkę determinuje współdziałanie w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego. W związku z tym, że jest to stosunkowo najkorzystniejszy i przejrzysty sposób realizowania inwestycji w ramach PPP, stanowi dość często wybraną przez partnerów formę współdziałania.

2.5. Korzyści płynące z wykorzystania formuły partnerstwa publiczno-prywatnego

Powodzenie projektów PPP wyraża się w korzyściach, jakie ta forma współpracy może przynieść stronom umowy. Do najistotniejszych zalet współpracy sektora publicznego z sektorem prywatnym należy zaliczyć m.in.:

- przyspieszenie powstania infrastruktury poprzez możliwość realizacji inwestycji w sytuacji ograniczonej dostępności kapitału publicznego,
- szybsze wdrażanie projektów,
- wysoką jakość usług,
- możliwość generowania dodatkowych przychodów przez sektor prywatny poprzez wykorzystanie rezerwowych zdolności czy rozporządzanie nadwyżkami aktywów (więcej na ten temat [6, s. 16–17]).

Rozpatrując kwestię korzyści, jakie może przynieść realizowanie inwestycji z zakresu energetyki odnawialnej w formie partnerstwa publiczno-prywatnego, wskazać należy przede wszystkim takie aspekty, jak:

- możliwość przyspieszenia realizacji inwestycji, czy w ogóle realizację inwestycji budowy elektrowni hybrydowej,
- możliwość zagwarantowania lokalnej społeczności wysokiej jakości infrastruktury i usług, z jednoczesną dbałością o środowisko naturalne,
- krok w stronę niezależności energetycznej gminy,
- szybsze wdrażanie projektu,
- rozwój regionalny przy zastosowaniu innowacyjnych rozwiązań z zakresu energetyki, bez potrzeby zadłużania się sektora publicznego,
- transfer technologii w ramach realizacji przedsięwzięcia,

- wymianę doświadczeń i wiedzy pomiędzy partnerami, m.in. w drodze organizacji szkoleń,
- współdziałanie rokujące korzyści na przyszłość: zaznajomienie z rynkiem komercyjnym, funkcjonowaniem administracji,
- lepsze zarządzanie inwestycją, a co za tym idzie, perspektywy dalszego rozwoju regionu,
- wzajemne kontrolowanie się podmiotów, prowadzące do podniesienia jakości współpracy [8, s. 20].

W warunkach realizacji inwestycji w sektorze energetyki istotne jest wskazanie rozmieszczenia wkładów i ryzyk partnerów biorących udział w przedsięwzięciu. Wkład podmiotu publicznego to m.in.:

- majątek komunalny w postaci nieruchomości budynkowej, gruntowej, infrastruktury technicznej,
- opracowania programowe, geodezyjne, dokumentacja techniczna, kartograficzna, dane o możliwościach inwestycyjnych w zakresie OZE, dokumentacja środowiskowa,
- znajomość zapotrzebowania mieszkańców,
- tworzenie rynku zbytu wśród jednostek organizacyjnych samorządu terytorialnego,
- zaplecze inwestycyjne, logistyczne, organizacyjne.

Po stronie partnera prywatnego będą to np.:

- kapitał pieniężny, technologiczny,
- *know-how* w zakresie technologii i realizacji inwestycji,
- umiejętność wdrażania i sprawnego zarządzania projektem,
- znajomość mechanizmów rynkowych [3, s. 56].

2.6. Podział ryzyka związanego z inwestycją realizowaną w formie PPP

Podjęcie realizacji inwestycji z zakresu budowy elektrociepłowni hybrydowej niesie ze sobą ryzyka, które zgodnie z ideą partnerstwa publiczno-prywatnego rozłożone są na obu partnerów. Ryzyko to jakikolwiek czynnik, zdarzenie lub wpływ, który zagraża korzystnemu zakończeniu projektu w kontekście czasu, kosztu lub jakości. Kluczową zasadą PPP jest to, że ryzyko powinno być przekazane stronie, która jest w stanie najlepiej sobie z nim poradzić. Efektywne rozmieszczenie ryzyka ma niejednokrotnie bezpośredni wpływ finansowy na projekt, gdyż skutkuje obniżeniem ogólnych kosztów projektu i stanowi tym samym wzmocnienie wartości w stosunku do zaangażowanych pieniędzy w porównaniu z metodami stosowanymi w ramach udzielania zamówień

publicznych. Cele przeniesienia ryzyka są następujące: zmniejszenie kosztów projektu poprzez przeniesienie ryzyka na stronę, która w najlepszy sposób sobie z nim poradzi; dostarczenie zachęt dla wykonawcy, aby wykonał projekty na czas, zgodnie z wymaganymi normami i w ramach przewidzianego budżetu; poprawa jakości usług i zwiększenie dochodu poprzez bardziej efektywne działanie; zapewnienie bardziej spójnego i przewidywalnego profilu wydatków (więcej na ten temat [6, s. 64 i n.]). W odniesieniu do inwestycji w sektorze OZE istotne ryzyko – poza finansowym – może nieść zły dobór partnera. Sytuacja taka może zaistnieć, gdy oferta będzie źle zbadana lub przygotowana w taki sposób, aby wybrać umowę w nadziei na odzyskanie kosztów w późniejszym etapie. Ryzyko związane z pracami budowlanymi przejawiać się może w złym doborze lokalizacji, niewłaściwym określeniu projektu, jak również dotyczyć czynników zewnętrznych, chociażby takich jak inflacja, embargo czy aktualna polityka gospodarcza. Projekty infrastrukturalne mogą potencjalnie budzić niepokój o środowisko, dlatego rządy i grupy obywateli stają się coraz bardziej czujne w swych wysiłkach zmierzających do osłabienia ewentualnych zagrożeń. Strony umowy muszą liczyć się z tym, iż nieprzewidziane wystąpienia obrońców środowiska mogą spowodować znaczny wzrost kosztów kapitałowych i przyczynić się do poważnych opóźnień. Tak zwane ryzyko środowiskowe ponosi zazwyczaj strona prywatna. Z tego powodu większość potencjalnych inwestorów bardzo skrupulatnie dokonuje ocen środowiskowych i określa możliwie ograniczone programy przed zawarciem porozumienia koncesyjnego. Ryzyko związane ze społeczną akceptacją polega na tym, że projekty infrastrukturalne, takie jak budowa elektrociepłowni, mogą wywoływać burzliwe protesty wśród lokalnych społeczności. Oczywiście jest, że może się to okazać fatalne w skutkach dla prywatnych koncesji [6, s. 63 i n.].

Nie da się ukryć, iż wiele czynników wpływających na realizację inwestycji obarcza większym ryzykiem podmiot prywatny. Pomyślność inwestycji po stronie sektora prywatnego w znacznym stopniu uzależniona jest od sytuacji gospodarczo-finansowej kraju. Ryzyko związane ze zmianą stóp procentowych, wzrostem kosztów budowy, opóźnieniem prac czy też dochowaniem wymagań technicznych obiektu leży właśnie po stronie partnera prywatnego. Rozwój gospodarczy kraju czy regionu następuje m.in. poprzez wspieranie przedsiębiorczości, głównie przez samorząd terytorialny. Wspomaganie rozwoju może się dokonywać różnymi sposobami. Do najczęściej stosowanych form zachęt oferowanych prywatnym inwestorom należy: doradztwo prawne, ulgi i upusty cenowe, pomoc kredytowa, tworzenie specjalnych stref gospodarczych, odraczanie ter-

minów płatności podatków czy okresowe zwolnienia podatkowe⁸. Ponadto zalety, jakie niesie ze sobą partnerstwo publiczno-prywatne dla sektora prywatnego, tj. niższy całkowity koszt projektu w czasie trwania umowy, szybszy czas jego realizacji czy zmniejszenie ryzyka wstrzymania projektu ze względu niedopełnienia wymogów administracyjnych, zachęcają sektor prywatny do podejmowania współpracy w ramach PPP.

Odnosnie do pozostającej w sferze zainteresowania branży energetycznej należy nadmienić, iż w Polsce w tego typu przedsięwzięcia angażują się bardzo różnorodni inwestorzy. Co do zasady mogą to być zarówno jednoosobowe podmioty gospodarcze, jak również korporacje – krajowe i zagraniczne. Charakter sektora energetyki odnawialnej implikuje potrzebę czynienia olbrzymich nakładów finansowych, a zarazem posiadania zdolności kredytowych. Dominującą pozycję mają zatem duzi inwestorzy, specjalizujący się w branży [13, s. 66].

2.7. Potencjalne dodatkowe źródła finansowania partnerstwa publiczno-prywatnego

Jak już wskazano, ideą partnerstwa publiczno-prywatnego jest ograniczanie deficytu budżetowego sektora publicznego oraz realizacja zadań publicznych i rozwoju infrastruktury poprzez zaangażowanie sektora prywatnego w finansowanie inwestycji. Oczywiście jest, iż charakter przedsięwzięć realizowanych w ramach PPP czyni z podmiotu prywatnego postać pierwszoplanową. Z uwagi na rozmiar zamierzonej inwestycji może wystąpić konieczność zaangażowania dużych środków pieniężnych, nierzadko sięgających setek milionów euro. W świetle powyższego, w danym projekcie realnych źródeł finansowania może być kilka. Finansowanie projektów PPP może mieć charakter bezzwrotny lub zwrotny. Do głównych źródeł finansowania o charakterze bezzwrotnym zaliczyć należy: środki budżetu państwa, środki budżetów samorządowych, udziały kapitałowe sponsorów, fundusze UE i inne. Źródła zwrotne to m.in.: kredyty bankowe, obligacje komunalne i przychodowe, leasing, kredyty i pożyczki od międzynarodowych instytucji finansowych [14, s. 53–54]. Możliwość korzystania ze środków unijnych, traktowanych jako wsparcie finansowe dla realizacji inwestycji w ramach PPP,

⁸ Szczegółową analizę zachęt przeprowadza Alicja Sekuła [9, s. 81 i n.].

przewiduje ustawa o zasadach prowadzenia polityki rozwoju. Finansowanie projektów PPP z funduszy europejskich w sektorze energetyki, w tym OZE, może następować w ramach IX priorytetu Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko oraz w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych poszczególnych województw. Wspomniany IX priorytet „Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna” zakłada zmniejszenie oddziaływania sektora energetycznego na środowisko poprzez: wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i biopaliw, podwyższenie sprawności wytwarzania i dystrybucji energii, wzrost efektywności energetycznej w procesie użytkowania energii [5]. Działania, jakimi zostało objęte przykładowo województwo łódzkie, obejmują: ochronę powietrza, elektroenergetykę, OZE oraz sieci ciepłownicze. Stroną ubiegającą się o dofinansowanie w ramach funduszy UE może być zarówno podmiot publiczny, który chce dofinansować swój wkład własny, jak również partner prywatny, a także spółka handlowa utworzona na zasadach określonych w ustawie o PPP.

2.8. Podsumowanie

Zarówno na poziomie europejskim, jak i krajowym istnieje potrzeba wzajemnego wspierania, upraszczania kwestii prawnych i dzielenia się *know-how* wśród podmiotów działających na rynku gospodarczym. Wdrażanie projektów infrastrukturalnych sektora publicznego z wykorzystaniem podejścia PPP jest przeznaczone do efektywnego pod względem kosztów, rzetelnego i terminowego wykonania usług. Sukces tego procesu będzie w dużej mierze wspomagany przez utrzymanie dobrych stosunków między instytucją zamawiającą a wykonawcą. Forma partnerstwa publiczno-prywatnego przedstawia wiele uznanych zalet w zakresie prywatnego udziału w realizacji zadań publicznych. Innymi słowy, pomaga zaspokoić potrzeby w zakresie infrastruktury i usług w wielu sektorach. Rozwijająca się infrastruktura wydaje się szczególnie atrakcyjna dla prywatnych przedsiębiorców, zwłaszcza w obszarze energetyki odnawialnej. Partnerstwo publiczno-prywatne stanowi dla prywatnego inwestora doskonałą okazję do wykorzystania potencjału *know-how*, jak również jest szansą na przejście skomplikowanych procedur urzędowych, niezbędnych do rozpoczęcia realizacji projektu.

THE INVESTMENT IN A CHP IN THE FORM OF A PPP (PUBLIC-PRIVATE PARTNERSHIP)

(ABSTRACT)

The main aim of this paper is to present the institution of public-private partnership as a possible form of cooperation during investments in renewable energy sector to both representatives of public sector and private investors. The paper is focused primarily on demonstrating the benefits of such form of cooperation and additionally presents also possible ways of risk-sharing between the partners.

LITERATURA

- [1] Grzybowski W., *Umowa o partnerstwie publiczno-prywatnym – ramy określające standardową zawartość*, Warszawa 2007.
- [2] *Guidebook on Promoting Good Governance in Public-Private Partnerships*, United Nations, New York–Geneva 2008.
- [3] Guzek K., *Partnerstwo publiczno-prywatne – forma finansowania inwestycji z dziedziny OZE w sektorze publicznym*, Europejski Instytut Rozwoju Regionalnego i Lokalnego, <http://ce-business.home.pl/ciitt/baza/02.pdf>.
- [4] Gwizdała J., *Rozwój partnerstwa publiczno-prywatnego w zjednoczonej Europie*, [w:] Majewski J. (red.), *Partnerstwo publiczno-prywatne*, Gdańsk 2009.
- [5] IX priorytet Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, <http://pois.nfosigw.gov.pl/pois-9-priorytet>.
- [6] Komisja Europejska, *Wytyczne dotyczące udanego partnerstwa publiczno-prywatnego*, Bruksela 2003, http://www.ppp.gov.pl/Poradnik_inwestora/AktyPrawne/Documents/Wytyczne_Komisji_PPP_190111.pdf.
- [7] Ofiarska M., *Formy publicznoprawne współdziałania jednostek samorządu terytorialnego*, Warszawa 2008.
- [8] *Partnerstwo publiczno-prywatne jako metoda rozwoju infrastruktury w Polsce*, raport Amerykańskiej Izby Handlowej w Polsce, Warszawa 2002.
- [9] Sekuła A., *Formy i rodzaje zachęt oferowane inwestorom przez samorządy gminne*, [w:] Pławgo B., Zaremba W. (red.), *Partnerskie współdziałanie w sektorze publicznym i prywatnym*, Białystok 2005.
- [10] Ustawa z dnia 19 grudnia 2008 r. o partnerstwie publiczno-prywatnym, Dz.U. z 2009 r., nr 19, poz. 100 z późn. zm.
- [11] Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych, tekst jedn. Dz.U. z 2010 r., nr 113, poz. 759 z późn. zm.
- [12] Wojewnik-Filipkowska A., *Project finance w formule partnerstwa publiczno-prywatnego – strukturyzacja podmiotowa*, [w:] Majewski J. (red.), *Partnerstwo publiczno-prywatne*, Gdańsk 2009.
- [13] Wróbel P., *Strategie prywatnych inwestorów w projektach PPP*, [w:] Majewski J. (red.), *Partnerstwo publiczno-prywatne*, Gdańsk 2009.
- [14] Zaremba P. (red.), *Fundusze Europejskie szansą rozwoju PPP w Polsce*, Warszawa 2010.
- [15] Zasnarska A., *Rola i formy udziału sektora prywatnego w świadczeniu usług komunalnych*, [w:] Pławgo B., Zaremba W. (red.), *Partnerskie współdziałanie w sektorze publicznym i prywatnym*, Białystok 2005.

3. Odpowiedzialność cywilna i ubezpieczenie działalności lokalnej elektrociepłowni

STRESZCZENIE

Proces inwestycyjny w elektrociepłownię hybrydową obarczony jest szeregiem zagrożeń, jest długotrwały i kosztowny, dlatego warto przybliżyć potencjalnym inwestorom instytucje prawne, które mogą ich odciążać, przynajmniej w pewnym zakresie, od ryzyka finansowego związanego z niepowodzeniem inwestycji, nieoczekiwanymi zdarzeniami losowymi lub błędami ludzkimi. Przedmiotem niniejszego opracowania jest zaprezentowanie podstawowych zagadnień związanych z odpowiedzialnością cywilną za szkody wywołane działaniem lokalnej elektrociepłowni oraz możliwościami ubezpieczenia się przedsiębiorcy od przedmiotowej odpowiedzialności.

3.1. Wprowadzenie

Prowadzenie działalności gospodarczej jest obarczone znacznym ryzykiem. Każdy racjonalny przedsiębiorca podejmuje działania mające na celu zminimalizowanie ryzyka niepowodzenia swojego przedsięwzięcia i poniesienia związanych z tym strat finansowych. Rodzaj i stopień ryzyka jest różny w zależności od rodzaju prowadzonej działalności, zawsze jednak spotykamy się z naturalnym ryzykiem gospodarczym, wynikającym z mechanizmów rynkowych oraz konkurencji w danym sektorze gospodarczym. Istnieją gałęzie gospodarki, w których podjęcie działalności gospodarczej obarczone jest także dodatkowymi czynnikami, mogącymi mieć znaczące konsekwencje finansowe dla przedsiębiorców. Szczególnym przypadkiem są przedsiębiorstwa opierające swoje działanie na siłach przyrody i dzięki nim wprawiane w ruch. Z pewnością tego rodzaju przedsiębiorstwem jest elektrociepłownia hybrydowa, która do funkcjonowania wykorzystuje procesy spalania określonego paliwa (w omawianym przypadku słomy) w połączeniu z wykorzystaniem energii słonecznej do poprawienia wydajności całej instalacji. Przedsiębiorcy prowadzący działalność wprawianą w ruch przy pomocy sił przyrody ponoszą dodatkowe

ryzyko gospodarcze, związane z odpowiedzialnością za wszelkie szkody na osobach lub mieniu wywołane przez funkcjonowanie takiego przedsiębiorstwa bądź zakładu. Odpowiedzialność cywilna za szkody w omawianym przypadku jest oparta na zasadzie ryzyka i zupełnie niezależna od winy przedsiębiorcy. Oznacza to, iż w praktyce przedsiębiorca prowadzący działalność w postaci elektrociepłowni hybrydowej będzie narażony na odpowiedzialność i konsekwencje finansowe w razie wywołania jakichkolwiek szkód przez działanie elektrociepłowni. Warto tutaj zaznaczyć, iż gmina będąca właścicielem i czerpiąca dochody z elektrociepłowni hybrydowej zostanie uznana za przedsiębiorcę wraz ze wszystkimi wynikającymi z tego faktu konsekwencjami.

Sektor energetyki odnawialnej jest obciążony dodatkowym ryzykiem dla inwestora, związanym z bardzo skomplikowanym i długotrwałym procesem inwestycyjnym i znacznym kapitałem koniecznym do stworzenia odpowiedniej infrastruktury oraz rozpoczęcia działalności. Z tego powodu w interesie przedsiębiorcy planującego uruchomić działalność związaną z OZE pozostaje jak najlepsze zabezpieczenie się przed potencjalnymi zagrożeniami dla powodzenia realizacji inwestycji. Jedną z metod uniknięcia niekorzystnych konsekwencji wynikających z wywołania szkód przez elektrociepłownię jest możliwość ubezpieczenia się od odpowiedzialności cywilnej w odpowiednim zakresie.

Niniejsze opracowanie przybliży podstawowe zagadnienia związane z odpowiedzialnością cywilną przedsiębiorcy prowadzącego przedsiębiorstwo lub zakład wprawiane w ruch przy pomocy sił przyrody, ze szczególnym uwzględnieniem działania elektrociepłowni hybrydowej, a także możliwości i rodzaje umów ubezpieczeniowych, które pozostają do dyspozycji przedsiębiorców.

3.2. Rodzaje szkód, jakie mogą być spowodowane prowadzeniem działalności w postaci lokalnej elektrociepłowni hybrydowej

Prowadzenie działalności w interesującym nas obszarze zawsze będzie wiązać się z ryzykiem powstania szkód. Przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii to zorganizowany zespół składników, przede wszystkim materialnych, przeznaczony do prowadzenia działalności gospodarczej. Obejmuje ono w szczególności własność nieruchomości lub rzeczy ruchomych, takich jak chociażby urządzenia, materiały, narzędzia, maszyny, różnego rodzaju substancje (co do pełnej definicji przedsiębiorstwa zob. art. 55¹ kodeksu cywilnego [6], dalej: k.c.). Wykorzystywanie tych składników w praktyce może powodować szkody rozumiane jako uszczerbki w samym przedsiębiorstwie – zarówno w jego składnikach, jak i w otoczeniu.

3.2.1. Szkody w mieniu wchodzącym w skład elektrociepłowni

W przypadku pierwszego rodzaju szkód, tj. powstających w samym przedsiębiorstwie (głównie w jego składnikach majątkowych, wykorzystywanych do prowadzonej działalności), źródłem zagrożenia mogą być zdarzenia losowe, niezwiązane z samym procesem wytwarzania energii, jak np. działania żywiołów (obfitych opadów deszczu, silnych porywów wiatru, trzęsień ziemi, wyładowań atmosferycznych), ale także inne wypadki losowe, jak np. katastrofy budowlane, zawalenia się obiektów budowlanych (np. kominów). Zagrożeniem dla przedsiębiorstwa może być także sama działalność gospodarcza, prawidłowo wykonywana. W jej toku może bowiem dochodzić do procesów wywołujących ryzyko powstania szkód w majątku przedsiębiorcy (przykładowo rozsadzenia kotła bądź uszkodzenia innych elementów instalacji, spowodowanego wytworzeniem zbyt wysokiego ciśnienia). Wreszcie szkody w majątku przedsiębiorcy mogą powstać na skutek działalności osób trzecich (wandalizm, zamieszki, strajki, ale także błędy popełnione w procesie budowy przez osoby projektujące lub wykonujące obiekty budowlane wykorzystywane przez przedsiębiorcę).

Właściwie w przypadku pierwszych trzech rodzajów zagrożeń (żywioły, inne wypadki losowe, prawidłowo przeprowadzany proces produkcji energii) ryzyko powstania szkód obciąża samego przedsiębiorcę prowadzącego działalność w formie elektrociepłowni – o czym niżej. W przypadku szkód spowodowanych działaniem osób trzecich możliwe jest pociągnięcie do odpowiedzialności osób, które ponoszą winę za powstanie szkód (np. sprawcy uszkodzenia mienia – wandal, albo przedsiębiorcy budowlanego, jeśli ten np. nieprawidłowo, niezgodnie z tzw. sztuką budowlaną, wybudował komin, który wskutek tego błędu uległ zawaleniu).

3.2.2. Szkody w otoczeniu

Innym rodzajem zagrożenia, jakie jest związane z prowadzeniem działalności w interesującym nas obszarze, jest ryzyko spowodowania szkód w otoczeniu. Najistotniejszym zagrożeniem dla otoczenia związanym z prowadzeniem działalności gospodarczej w postaci elektrociepłowni hybrydowej opalanej biomasą jest ryzyko wywołania pożaru. Możliwość taka istnieje zarówno w trakcie spalania biomasy w instalacji elektrociepłowni w wyniku błędu ludzkiego lub wady samej instalacji, jak i w trakcie składowania biomasy i przygotowania jej do wykorzystania w procesie produkcji energii. Pożar wkła-

dów przeznaczonych do spalania w elektrociepłowni wiązałyby się ze znacznymi stratami przede wszystkim w mieniu własnym przedsiębiorcy, ale byłyby także dużym zagrożeniem dla terenów sąsiadujących z elektrociepłownią. Szkody powstałe w taki sposób w całości obciążałyby przedsiębiorcę, a biorąc pod uwagę możliwą skalę zniszczeń i wartość utraconego w ten sposób majątku, celowe jest ubezpieczenie się przedsiębiorcy chociażby od samej odpowiedzialności za szkody wywołane pożarem.

3.2.3. Odpowiedzialność za różne rodzaje szkód

Szkody, jakie powstają w mieniu służącym do prowadzenia działalności gospodarczej, poza przypadkami, gdy są one spowodowane zachowaniem osób trzecich, mieszczą się w ryzyku prowadzenia działalności gospodarczej. Ciężar ich ponoszenia spoczywa zasadniczo na samym przedsiębiorcy. Inaczej mówiąc – majątkowe konsekwencje powstania uszczerbku, rozumianego jako uszkodzenia w materialnych składnikach przedsiębiorstwa, poniesie wyżej wymieniona osoba, czy to jako właściciel składników, w których doszło do uszczerbku, czy też jedynie jako korzystający z nich jako najemca albo dzierżawca (przykładowo, zajdzie wówczas konieczność przeprowadzenia rozliczeń między przedsiębiorcą – najemcą a wynajmującym, z tytułu uszkodzeń w mieniu oddanym przedsiębiorcy do używania). W przypadku gdy szkody takie nie powstały w skutek zdarzeń losowych czy też ryzyka wynikającego ze specyfiki prowadzonej działalności (np. uszkodzenia elementów instalacji w wyniku niestabilności procesu spalania), ale zostały spowodowane zachowaniem innych podmiotów, teoretycznie będzie możliwe pociągnięcie do odpowiedzialności odszkodowawczej osoby odpowiedzialnej za powstanie szkody (np. wandalą), w praktyce konieczne jednak będzie wykazanie przez poszkodowanego, iż osoba ta ponosi odpowiedzialność cywilną za zaistniałą szkodę (zob. punkt dotyczący przesłanek odpowiedzialności cywilnej oraz dotyczący ciężaru dowodu w procesie cywilnym).

Dla przedsiębiorcy, który doznał szkody w majątku służącym do prowadzenia działalności gospodarczej, bardzo pomocne może okazać się ubezpieczenie mienia – składników przedsiębiorstwa – od ryzyka powstania rozmaitych szkód (zob. punkt dotyczący umowy ubezpieczenia). W tym miejscu należy tylko zaznaczyć, że zakres ochrony ubezpieczeniowej może być bardzo szeroki i obejmować zarówno rozmaite zdarzenia losowe, jak i działania osób trzecich.

Szkodami, co do których zachodzić będzie kodeksowa odpowiedzialność cywilna przedsiębiorcy prowadzącego interesującą nas działalność będą te, które wynikają z prowadzonej działalności i są wyrządzane osobom trzecim. To właśnie szkody, jakie spowodował przedsiębiorca dla otoczenia – dla podmiotów zewnętrznych – rodzić będą jego odpowiedzialność cywilną.

3.3. Podstawowe pojęcia i konstrukcje związane z odpowiedzialnością cywilną

Aby w pełni zrozumieć zagadnienia związane z ponoszeniem odpowiedzialności cywilnej przez przedsiębiorcę prowadzącego działalność w postaci elektrociepłowni za spowodowane przez niego szkody, konieczne jest zapoznanie się z przebiegiem procesu sądowego zmierzającego do realizacji tej odpowiedzialności, sposobami obrony w tym procesie oraz przedsądowymi sposobami uchronienia się od bezpośredniego ponoszenia odpowiedzialności cywilnej, jaka może pojawić się w przyszłości w związku z prowadzoną działalnością (ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej, ubezpieczenia mienia). Celowe jest przedstawienie w tym miejscu podstawowych pojęć i konstrukcji prawa cywilnego, związanych z deliktową odpowiedzialnością cywilną za szkodę powstałą w związku z działaniem przedsiębiorcy w interesującym nas obszarze.

3.3.1. Rodzaje odpowiedzialności cywilnej

Treścią odpowiedzialności cywilnej jest obowiązek naprawienia szkody. Odpowiada mu prawo żądania naprawienia szkody. Inaczej mówiąc, odpowiedzialność cywilna polega na tym, że podmiot odpowiedzialny za wyrządzenie szkody ma obowiązek ją naprawić, a podmiot, któremu wyrządzono szkodę, ma prawo żądać naprawienia szkody.

Odpowiedzialność cywilna może obejmować swój własny czyn (np. złodziej albo wandal odpowiada za swoje własne zachowanie), ale może też polegać na ponoszeniu odpowiedzialności za zachowania innych osób (np. za podwładnych albo za podwykonawców).

Odpowiedzialność cywilna za szkodę może wynikać z tzw. czynu niedozwolonego, deliktu, czyli z zachowania, które narusza jakieś dobro chronione prawem (np. własność rzeczy) i jednocześnie jest uznawane za bezprawne (tzn. sprzeczne z ogólnym, szeroko rozumianym porządkiem prawnym). Podstawą prawną tej odpowiedzialności (określanej jako deliktowa) jest przepis ustawy, w którym ustawodawca wprowadza do powszechnie

obowiązującego prawa zasadę, że bezprawne wyrządzenie szkody w określonych warunkach (np. swoim własnym, zawinionym zachowaniem, albo wskutek ruchu przedsiębiorstwa poruszanego siłami przyrody) rodzi obowiązek odszkodowawczy po stronie odpowiedzialnego, a także prawo żądania naprawienia szkody po stronie uprawnionego – poszkodowanego.

Odpowiedzialność cywilna może też zachodzić między stronami umowy, w przypadku naruszenia jej treści przez jedną ze stron. Ten typ odpowiedzialności ma dla nas mniejsze znaczenie, jako że jest związany z odpowiedzialnością za wykonywanie zobowiązań zaciąganych w ramach stosunków umownych. W przypadku odpowiedzialności umownej (kontraktowej) strony zawierają określoną umowę i zobowiązują się ją wykonać w określony z góry sposób. Niewykonanie tych zobowiązań wywołuje skutki wskazane w umowie lub w ogólnych zasadach odpowiedzialności umownej, zawartych w stosownych przepisach kodeksu cywilnego (jeśli strony odwołały się do nich w umowie). Przedmiotem rozważań tego opracowania jest natomiast odpowiedzialność za szkody, jakie mogą być spowodowane funkcjonowaniem przedsiębiorstwa – elektrociepłowni, w składnikach tego przedsiębiorstwa oraz w dobrach osób trzecich, czyli takich, które nie są związane stosunkiem umownym z przedsiębiorcą.

Warto jeszcze dodać, że ten sam czyn może stanowić naruszenie zobowiązania umownego i jednocześnie może wywoływać odpowiedzialność deliktową (spełniać warunki czynu niedozwolonego, deliktu). Wówczas powstaje odpowiedzialność cywilna kontraktowa i deliktowa. Uprawniony – poszkodowany ma prawo żądać naprawienia szkody z powodu naruszenia zobowiązania umownego oraz z powodu wyrządzenia mu szkody wskutek popełnienia czynu niedozwolonego. Kodeks cywilny przewiduje w tej sytuacji możliwość wyboru podstawy prawnej roszczenia odszkodowawczego przez uprawnionego – poszkodowanego (art. 443 k.c.).

3.3.2. Przesłanki odpowiedzialności cywilnej przedsiębiorcy prowadzącego działalność w postaci lokalnej elektrociepłowni

Aby zachodziła deliktowa odpowiedzialność cywilna przedsiębiorcy prowadzącego działalność w postaci elektrociepłowni, muszą być spełnione określone warunki wskazane w art. 435 k.c. Przepis ten dotyczy odpowiedzialności podmiotu prowadzącego na własny rachunek (tzn. dla siebie – we własnym interesie) przedsiębiorstwo lub zakład wprawiany w ruch za pomocą sił przyrody (pary, gazu, elektryczności, paliw płynnych itp.).

„Decydujące jest tu wykonywanie faktycznego władztwa dla siebie, przy czym nie jest istotne, na podstawie jakiego tytułu prawnego to następuje (np. własność, dzierżawa, leasing itp.), przedsiębiorstwo lub zakład prowadzone mogą być też bez takiego tytułu. Jeżeli przedsiębiorstwo znajduje się w faktycznym władztwie kilku podmiotów (np. współwłaścicieli), ich odpowiedzialność za szkody wyrządzone w związku z jego ruchem jest solidarna. Za prowadzącego przedsiębiorstwo lub zakład nie może być uznany jego dozorca, zarządca czy inna osoba wykonująca w stosunku do niego jedynie dzierżenie”¹.

Osoba taka ponosi odpowiedzialność za szkodę na osobie lub mieniu, wyrządzoną komukolwiek przez ruch przedsiębiorstwa lub zakładu pod warunkiem, że miał miejsce ruch przedsiębiorstwa, powstała szkoda oraz można ustalić, że zachodzi związek przyczynowy pomiędzy wyżej wymienionym ruchem a szkodą.

Jest to odpowiedzialność oparta na zasadzie ryzyka, tzn. dla jej istnienia nie ma znaczenia wina prowadzącego przedsiębiorstwo. Nie ma zatem znaczenia okoliczność, czy prowadzący elektrociepłownię mógł uniknąć wywołania szkody. Ocena zachowania odpowiedzialnego (czyli kwestia jego winy) nie ma znaczenia dla powstania lub wyłączenia odpowiedzialności na podstawie wyżej wymienionego przepisu, bowiem ustawodawca uznał, że sam fakt prowadzenia działalności w postaci elektrociepłowni jest na tyle niebezpieczny, iż może dojść do wyrządzenia szkody, nawet gdy wszystkie osoby wdrażające procesy składające się na prowadzoną działalność oraz osoby kontrolujące te procesy dopełnią swoich obowiązków (czyli nie będzie można mówić o ich winie). Przykładowo bowiem, gdyby odpowiedzialność za działalność elektrociepłowni oparta była jednak na zasadzie winy i gdyby doszło np. do awarii związanej z gwałtownym, niemożliwym do przewidzenia przebiegiem procesu wykorzystywanego w działalności elektrociepłowni, a wszyscy pracownicy zajmujący się tym procesem wykonaliby swoje obowiązki należycie – czyli nikt nie ponosiłby winy, to osoby poszkodowane wskutek tego zdarzenia, wynikającego z działalności przedsiębiorstwa, nie miałyby się do kogo zwrócić o naprawienie wyrządzonych im szkód. Aby zapobiec takiej sytuacji, ustawodawca z góry obciążył osobę prowadzącą elektrociepłownię odpowiedzialnością za ewentualne szkody wywołane działaniem tego przedsiębiorstwa, wprawianego w ruch za pomocą sił przyrody. Nie jest to jednak odpowiedzialność absolutna – można się od niej uwolnić, o czym będzie mowa w dalszej części opracowania.

Przedsiębiorstwo wprawiane w ruch za pomocą sił przyrody to takie, które wykorzystuje energię elektryczną, atomową, paliwa płynne, parę, gaz itp. „Wykorzystanie sił

¹ [1], W. Dubis, Nb 5 do art. 435 k.c.

przyrody musi być dla przedsiębiorstwa czy zakładu warunkiem jego podstawowej działalności, a nie tylko być do tego pomocne. Tam zatem, gdzie nie chodzi o uruchomienie dużej mocy elementarnych, nie można mówić o szczególnym niebezpieczeństwie, które leżało u podstaw wprowadzenia odpowiedzialności na zasadzie ryzyka”².

Podstawową przesłanką odpowiedzialności z art. 435 k.c. jest wyrządzenie szkody – uszczerbku w jakimkolwiek dobru chronionym prawnie: w życiu ludzkim, zdrowiu lub też mieniu.

Szkoda w mieniu to zawsze szkoda majątkowa – wyraża się w uszczerbku majątkowym (w poniesionej stracie i w utraconych korzyściach, ale tylko takich, co do których można wykazać z dużym prawdopodobieństwem, graniczącym z pewnością, że zostałyby osiągnięte, gdyby nie wyrządzono szkody). Szkoda na osobie może mieć zarówno charakter majątkowy (uszkodzenie ciała, rozstrój zdrowia oraz związane z tym straty majątkowe – koszty leczenia, potrzeby zwiększone szkodą, dochody utracone w związku ze szkodą), jak i niemajątkowy (subiektywnie odczuwane uczucia bólu i cierpienia fizycznego oraz psychicznego – obie postacie bólu są rekompensowane poprzez specjalną postać odszkodowania zwanego zadośćuczynieniem pieniężnym). Jeżeli dochodzi do śmierci bezpośrednio poszkodowanego np. w wypadku, inne osoby mogą wskutek tego zdarzenia stać się pośrednio poszkodowanymi, np. rodzina zmarłego (ich szkodą będą koszty pogrzebu, utrata źródła utrzymania, jakie zapewniał zmarły, ale także ich własna subiektywna krzywda – ból psychiczny po stracie zmarłego). Również te osoby mogą dochodzić naprawienia ich własnych poniesionych szkód majątkowych oraz niemajątkowych (domagać się odszkodowania i zadośćuczynienia).

Kolejnym warunkiem powstania omawianej odpowiedzialności jest istnienie normalnego, adekwatnego związku przyczynowego między szkodą a ruchem przedsiębiorstwa. Chodzi tutaj o udowodnienie, że szkoda powstała wskutek ruchu przedsiębiorstwa. „Związek pomiędzy ruchem i szkodą występuje zatem wtedy, gdy szkoda nastąpiła w wyniku zdarzenia funkcjonalnie powiązanego z działalnością przedsiębiorstwa, choćby nie było bezpośredniej zależności pomiędzy użyciem sił przyrody a szkodą”³. Okoliczność tę powinien udowodnić poszkodowany jako osoba, która wywodzi dla siebie skutki prawne wynikające z udowodnienia przesłanek odpowiedzialności przedsiębiorcy – uzyskanie naprawienia szkody.

² Tamże.

³ [4], M. Safian, Nb 13 do art. 435 k.c.

Wreszcie wykazując odpowiedzialność wyżej wymienionego podmiotu, należy wskazać na ruch przedsiębiorstwa, który doprowadził do powstania szkody – tę okoliczność również należy udowodnić. Potencjalnie może tutaj zatem chodzić o „każdy przejaw działalności omawianego przedsiębiorstwa, wynikający z określonej struktury organizacyjnej i funkcji usługowo-produkcyjnej przedsiębiorstwa, na który składa się funkcjonowanie wszystkich jego agend bez względu na to, w jakim stosunku pozostaje ich funkcjonowanie do stosowanych sił przyrody. Pojęcie ruchu przedsiębiorstwa obejmuje także funkcjonowanie wszelkich urzędzeń należących do tak pojmowanego przedsiębiorstwa [...]. Kiedy jednak przedsiębiorstwo lub zakład nie prowadzą żadnej działalności, nie funkcjonują, a mimo tego szkoda ma miejsce, nie da się konstruować odpowiedzialności odszkodowawczej w oparciu o dyspozycję art. 435 k.c., a jedynie według reguł ogólnych, chyba że chodzi o przejściowe zatrzymanie ruchu przedsiębiorstwa ze względu na przerwę technologiczną, awarię itp. [...]”⁴.

3.3.3. Okoliczności wyłączające odpowiedzialność cywilną za szkody wywołane przez lokalną elektrociepłownię

Jak już wskazywano wcześniej, odpowiedzialność za szkody wyrządzone wskutek działalności elektrociepłowni, choć dość surowa, bo oderwana od winy i oparta na zasadzie ryzyka (fakt prowadzenia takiej działalności jest źródłem zagrożeń uzasadniających obciążenie odpowiedzialnością prowadzącego przedsiębiorstwo na własny rachunek, bez względu na jego winę), to jednak odpowiedzialność ta nie ma charakteru absolutnego. Ustawodawca przewidział w art. 435 k.c. trzy okoliczności, które w razie ich udowodnienia spowodują zwolnienie od odpowiedzialności: szkoda nastąpiła wskutek siły wyższej albo wyłącznie z winy poszkodowanego, lub wyłącznie z winy osoby trzeciej, za którą prowadzący na własny rachunek przedsiębiorstwo lub zakład wprawiany w ruch za pomocą sił przyrody nie ponosi odpowiedzialności.

Siła wyższa

Siła wyższa nie została zdefiniowana, ale w nauce i w orzecznictwie sądowym przyjmuje się, że jest to zdarzenie zewnętrzne, którego skutków nie da się przewidzieć

⁴ [1], W. Dubis, Nb 10 do art. 435 k.c. wraz z cytowanym tam orzecznictwem.

ani też im zapobiec, przy czym wymaga się, aby wszystkie te cechy występowały łącznie⁵. Wskazuje się, że nie stanowi siły wyższej np. atak serca operatora dźwigu bądź niemożliwy do zapobieżenia i przewidzenia wybuch urządzenia w fabryce⁶. „Siła wyższa to nie tylko zdarzenie o charakterze naturalnym (*vis naturalis*), np. trzęsienie ziemi, powódź, huragan, ale także przybierające postać aktu zbrojnego (*vis armata*), w tym też m.in. aktu terrorystycznego. Siła wyższa to również, w pewnych wyjątkowych okolicznościach, działania władzy publicznej (*vis imperii, fait du prince*), które przez swój charakter wykluczają możliwość przeciwstawienia się im przez jednostkę [...]. Wydaje się, że za przejaw siły wyższej można w pewnych okolicznościach uznać zdarzenia mające postać gwałtownych, nagłych i przybierających dużą skalę protestów społecznych (strajków, manifestacji), które ze względu na swój przemożny charakter wykluczają jakąkolwiek kontrolę i przeciwstawienie się im”⁷.

Do powyższych uwag należy dodać, że skuteczne powoływanie się na siłę wyższą w praktyce ma miejsce dość rzadko. Jest to bowiem okoliczność wyjątkowa, nadzwyczajna. Najczęściej popełnianym błędem jest utożsamianie siły wyższej z nagłą, niespodziewaną zmianą w sytuacji danego podmiotu, która – jak się potem okazuje – jest nadzwyczajna, ale tylko we własnym, subiektywnym przekonaniu powołującego się na zaistnienie siły wyższej. Należy pamiętać, że okoliczność, iż ktoś nie spodziewał się danego obrotu spraw, nie oznacza jeszcze, że obiektywnie nie można było przewidzieć zmiany biegu wydarzeń. Siłą wyższą będą takie sytuacje, które są spowodowane czynnikiem zewnętrznym wobec przedsiębiorstwa – elektrociepłowni (co do warunku zewnętrzności – zob. poniżej), niezależnym od woli prowadzącego przedsiębiorstwo, których to sytuacji obiektywnie nikt (a nie tylko sam powołujący się na siłę wyższą) nie mógł przewidzieć i której obiektywnie (a nie tylko w przekonaniu powołującego się) nie można było zapobiec. „Zaistnienie nieprawidłowości w ruchu przedsiębiorstwa nie może stanowić podstawy uznania, że określone zdarzenie nie jest siłą wyższą z tej przyczyny, że nie pochodzi «z zewnątrz», bowiem okoliczność ta ma charakter obiektywny. Może dojść co najwyżej do tego, iż ze względu na nieprawidłowości w ruchu przedsiębiorstwa nie nastąpi zwolnienie od odpowiedzialności, tak jak w przypadku uderzenia pioruna w przewody wysokiego napięcia i ich uszkodzenia w sposób narażający na wyrządzenie szkody,

⁵ Por. [1], W. Dubis, Nb 13 do art. 435 k.c.

⁶ [4], M. Safian, Nb 18 do art. 435 k.c. wraz z cytowanym tam orzecnictwem i literaturą.

⁷ Por. jednak odmienny pogląd w wyroku SA w Gdańsku z 13.10.1992 r., I ACr 407/92, Wok. 1993, nr 9, s. 28. Tak [4], M. Safian, Nb 20 do art. 435 k.c. wraz z cytowanym tam orzecnictwem i literaturą.

jeżeli zakład wprawiany w ruch za pomocą sił przyrody nie stosuje najwyższego standardu środków i zabezpieczeń technicznych. W takim wypadku nie można przyjmować, iż szkoda nastąpiła wskutek siły wyższej [...]”⁸.

Spowodowanie szkody wyłącznie z winy poszkodowanego lub osoby trzeciej

Kolejne dwie przesłanki zwalniające przedsiębiorcę z odpowiedzialności, przewidzianej w art. 435 k.c., opierają się na spowodowaniu szkody wyłącznie z udowodnionej winy poszkodowanego lub osoby trzeciej. „Zwolnienie od odpowiedzialności na zasadzie ryzyka związane jest bowiem ze stwierdzeniem, iż szkoda nie wynika z innych przyczyn, jak tylko zawinione zachowanie poszkodowanego lub osoby trzeciej, a zatem pomimo tego, iż miała ona związek z ruchem przedsiębiorstwa lub zakładu, stanowi zwykle następstwo zawinonego działania lub zaniechania poszkodowanego lub osoby trzeciej. Nawet wadliwość urządzeń, które w określonych warunkach same przez się mogłyby stanowić zagrożenie dla życia i zdrowia ludzkiego, nie uzasadnia obowiązku odszkodowania po stronie tego przedsiębiorstwa lub zakładu, jeżeli szkoda jest następstwem wyłącznej winy poszkodowanego lub osoby trzeciej i pozostaje z nią w normalnym i wyłącznym związku przyczynowym. Kiedy jednak stwierdzić będzie można inne przyczyny szkody w rozumieniu adekwatnego związku przyczynowego, odpowiedzialność prowadzącego przedsiębiorstwo lub zakład, o jakim mowa w art. 435 k.c., nie zostanie wyłączona [...]”⁹.

W przypadku powoływania się na wyłączną winę poszkodowanego konieczne będzie ustalenie, że własne, zawinione zachowanie tej osoby (działanie albo zaniechanie) jest albo wyłączną przyczyną szkody, albo, co prawda, jedną z wielu przyczyn, ale mającą przeważające znaczenie (zachowanie poszkodowanego jako wiodąca przyczyna szkody konsumuje pozostałe przyczyny).

Jeżeli chodzi o wyłączną winę osoby trzeciej jako przesłankę zwalniającą, konieczne jest ustalenie dodatkowo tożsamości takiej osoby (oprócz wymienionego wyżej warunku wyłączności winy). Nie wystarczy bowiem wykazać, że ktoś obcy, niezależny od przedsiębiorcy, spowodował szkodę. Z oczywistych względów problem ustalenia tożsamości nie powstaje w przypadku powoływania się na wyłączną winę poszkodowanego, skoro przedsiębiorca wykazuje okoliczności zwalniające go z odpowiedzialności dopiero w momencie, gdy poszkodowany (czyli konkretna osoba, o ustalonej tożsamości) występuje z roszcze-

⁸ [1], W. Dubis, Nb 15 do art. 435 k.c. wraz z cytowanym tam orzecznictwem i literaturą.

⁹ [1], W. Dubis, Nb 19 do art. 435 k.c. wraz z cytowanym tam orzecznictwem i literaturą.

niem o naprawienie szkody. „Ustalenie i przypisanie winy osobie trzeciej, której działanie miało być wyłączną – w rozumieniu art. 435 par. 1 k.c. – przyczyną powstania szkody, związane jest zawsze z konkretnie oznaczonym podmiotem. Niezidentyfikowanie tego podmiotu jest równoznaczne z upadkiem wskazanej przesłanki egzoneracyjnej. Anonimowość sprawcy nie pozwala bowiem na wyłączenie go z kręgu osób, za zachowanie których odpowiedzialność ponosi prowadzący zakład (art. 429 i 430 k.c.), a także spośród kręgu osób korzystających z ustawowego unormowania nieodpowiedzialności, skoro nie można ich w ogóle (w znaczeniu subiektywnym) obarczyć winą (art. 426 i nast. k.c.)”[8].

Prowadzący zakład lub przedsiębiorstwo poruszane siłami przyrody ponosi odpowiedzialność przede wszystkim za swoich pracowników, przedstawicieli, podwykonawców, producentów maszyn i innych urządzeń wykorzystywanych w przedsiębiorstwie, dostawców surowców itp., a także osoby wymienione w art. 417, 427, 429 i 430 k.c.¹⁰

3.3.4. Przedawnienie roszczeń wynikających ze szkody wyrządzonej przez działanie lokalnej elektrociepłowni

Kończąc omawianie przesłanek odpowiedzialności przedsiębiorcy prowadzącego interesującą nas działalność, należy podkreślić, że odpowiedzialność ta jest ograniczona w czasie. Mianowicie upływ terminów określonych w ustawie kodeks cywilny powoduje, że mimo istnienia obowiązku naprawienia szkody, można odmówić jego wykonania i odmowa taka będzie całkowicie uprawniona. Mowa tu o instytucji przedawnienia, która polega na tym, że odpowiedzialny za szkodę może podnieść zarzut upływu terminu przedawnienia, co całkowicie wyłącza możliwość dochodzenia od niego naprawienia szkody. Należy jednak zaznaczyć, że konieczne jest tutaj aktywne zachowanie prowadzącego przedsiębiorstwo – wyraźne podniesienie zarzutu przedawnienia (o czym będzie mowa niżej, w punkcie dotyczącym postępowania sądowego).

Terminy przedawnienia roszczeń o naprawienie szkód wyrządzonych czynem niedozwolonym (w tym także szkód powstałych w związku z ruchem przedsiębiorstwa poruszanego siłami przyrody – elektrociepłowni) określono w art. 442¹ k.c. Roszczenie o naprawienie szkody wyrządzonej czynem niedozwolonym ulega przedawnieniu z upływem lat 3 od dnia, w którym poszkodowany dowiedział się o szkodzie i o osobie obowiązanej do jej naprawienia. Jednakże termin ten nie może być dłuższy niż 10 lat od dnia,

¹⁰ [1], W. Dubis, Nb 22 do art. 435 k.c.

w którym nastąpiło zdarzenie wywołujące szkodę (art. 442¹ § 1 k.c.). Jeżeli szkoda wynika ze zbrodni lub występku, roszczenie o naprawienie szkody ulega przedawnieniu z upływem lat 20 od dnia popełnienia przestępstwa, bez względu na to, kiedy poszkodowany dowiedział się o szkodzie i o osobie obowiązanej do jej naprawienia (art. 442¹ § 2 k.c.). W razie wyrządzenia szkody na osobie, przedawnienie nie może skończyć się wcześniej niż z upływem lat 3 od dnia, w którym poszkodowany dowiedział się o szkodzie i o osobie obowiązanej do jej naprawienia (art. 442¹ § 3 k.c.). Przedawnienie roszczeń osoby małoletniej o naprawienie szkody na osobie nie może skończyć się wcześniej niż z upływem lat 2 od uzyskania przez nią pełnoletności (art. 442¹ § 4 k.c.).

3.4. Realizacja odpowiedzialności przedsiębiorcy prowadzącego działalność w postaci lokalnej elektrociepłowni za wyrządzone przez niego szkody

Realizacja odpowiedzialności cywilnej podmiotu prowadzącego działalność w postaci elektrociepłowni za szkody wyrządzone w związku z ruchem przedsiębiorstwa polegać będzie na naprawieniu szkody. Przy czym albo odpowiedzialność ta zostanie dobrowolnie uznana, albo konieczne będzie udowodnienie jej przed sądem cywilnym.

Wyżej wspomniane postępowanie sądowe toczące się przeciwko odpowiedzialnemu, rozpoznawane będzie w trybie procesowym (w procesie), uregulowanym w kodeksie postępowania cywilnego [5] (dalej: k.p.c.). W procesie obowiązują ściśle określone zasady postępowania, kolejność czynności procesowych, terminy na zgłaszanie wniosków dowodowych, oświadczeń i zarzutów. Celowe jest zatem skorzystanie z zastępstwa procesowego wykonywanego przez profesjonalnego pełnomocnika (advokata albo radcę prawnego). Nieprzeprowadzenie czynności procesowej we właściwy sposób albo po upływie wyznaczonego terminu może oznaczać przegrany proces (mówiąc kolokwialnie – sprawę sądową można przegrać merytorycznie, ale także formalnie).

Praktycznie większość twierdzeń przedstawianych w procesie odszkodowawczym będzie wymagać udowodnienia. Strony są obowiązane wskazywać dowody dla stwierdzenia faktów, z których wywodzą skutki prawne. Sąd może dopuścić dowód nie wskazany przez stronę (art. 232 k.p.c.). Wyjątki dotyczyć będą np. domniemań, faktów przyznanych przez stronę przeciwną, faktów powszechnie znanych oraz tych, które są znane sądowi z urzędu – one nie wymagają dowodu (zob. art. 228, 229 i 231 k.p.c.). Dodatkowo ciężar udowodnienia faktu spoczywa na osobie, która z faktu tego wywodzi skutki prawne (art. 6 k.c.).

Z przytoczonych wyżej przepisów wynika, że to na poszkodowanym, występującym w procesie jako strona powodowa (powód), spoczywa obowiązek udowodnienia własnych twierdzeń: że pozwany jest odpowiedzialny za szkodę wyrządzoną poszkodowanemu przez ruch przedsiębiorstwa prowadzonego przez pozwanego na własny rachunek. Oznacza to, że powód – poszkodowany musi udowodnić wszystkie przesłanki odpowiedzialności pozwanego wymienione w przepisie art. 435 k.c., tzn. winien udowodnić swoją szkodę, ruch przedsiębiorstwa, związek przyczynowy między ruchem a szkodą, ale w praktyce będzie też musiał wykazać, że pozwany prowadzi na własny rachunek przedsiębiorstwo lub zakład wprawiany w ruch za pomocą sił przyrody (pary, gazu, elektryczności, paliw płynnych itp.).

Konieczne zatem będzie przeprowadzenie dowodów, których przedmiotem są fakty mające istotne znaczenie dla rozstrzygnięcia sprawy. Katalog środków dowodowych nie jest ograniczony przepisem (zob. art. 309 k.p.c.). Przykładowo, dowodami są: dokumenty prywatne i urzędowe (różnica między nimi polega na tym, że tylko prawidłowo sporządzony dokument urzędowy jest dowodem tego, co zostało w nim urzędowo zaświadczone; dokument prywatny potwierdza jedynie, że pochodzi od osoby, która go podpisała – ma mniejszą moc dowodową), zeznania świadków, oględziny, przesłuchanie stron procesu, dowód z filmu, telewizji, fotokopii, fotografii, planów, rysunków oraz płyt lub taśm dźwiękowych i innych przyrządów utrwalających albo przenoszących obrazy lub dźwięki, a także dowód z opinii biegłego sądowego.

Ostatni wymieniony środek dowodowy ma bardzo duże znaczenie w praktyce. Jest to bowiem jedyny dowód, za pomocą którego możliwe jest udowodnienie okoliczności wymagających dla ich ustalenia wiadomości specjalnych. Dowodu tego nie można zastąpić żadnym innym. Przykładowo, następujące okoliczności będą wymagać posłużenia się dowodem z opinii biegłego sądowego: wysokość szkody na mieniu (jej oszacowanie może wymagać udziału specjalisty, np. dla dokonania wyceny kosztów naprawy uszkodzonej maszyny), wysokość uszczerbku na zdrowiu (ma on zasadnicze znaczenie w przypadku dochodzenia naprawienia szkody na osobie), ustalenie związku przyczynowego między szkodą a ruchem przedsiębiorstwa (gdy odtworzenie przebiegu zdarzenia szkodzącego wymagać będzie dokonania symulacji, obliczeń, doświadczeń).

Jak wskazywano wyżej, odpowiedzialny za szkodę wyrządzoną ruchem przedsiębiorstwa poruszanego siłami przyrody może się zwolnić od odpowiedzialności poprzez wykazanie okoliczności zwalniających (siła wyższa, wyłączna wina poszkodowanego lub osoby trzeciej). W procesie sprowadzać się to będzie do przeprowadzenia przez pozwanego stosownych dowodów – zgodnie z ogólną zasadą, że ciężar udowodnienia faktu spoczywa

na osobie, która z faktu tego wywodzi skutki prawne (art. 6 k.c.). Przykładowo, pozwany w procesie o naprawienie szkody powstałej u osoby porażonej prądem na terenie przedsiębiorstwa (elektrociepłowni) udowodniać będzie za pomocą nagrań wideo (pochodzących z tzw. monitoringu), że poszkodowany pokonał samowolnie prawidłowe ogrodzenie elektrociepłowni, znajdujące się w odpowiednim stanie technicznym, a następnie mimo czytelnych, prawidłowo ustawionych tablic ostrzegawczych, dostał się do pomieszczenia, w którym istniało niebezpieczeństwo porażenia prądem. „Jeżeli nie da się stwierdzić, iż zawinione zachowanie osoby trzeciej było wyłączną przyczyną wystąpienia szkody, prowadzący przedsiębiorstwo lub zakład wprawiany w ruch za pomocą sił przyrody nie będzie wprawdzie zwolniony od odpowiedzialności, ale bezpośredni sprawca szkody będzie zobowiązany wraz z nim solidarnie do jej naprawienia na zasadzie art. 441 k.c.”¹¹. W tej sytuacji zachodzić będzie odpowiedzialność solidarna wyżej wymienionych podmiotów za jedną szkodę, a polegać ona będzie na tym, że poszkodowany może żądać całości lub części świadczenia odszkodowawczego od wszystkich dłużników łącznie, od kilku z nich lub od każdego z osobna, a zaspokojenie poszkodowanego przez któregokolwiek z dłużników – odpowiedzialnych za szkodę, zwalnia pozostałych.

Pozwany może jednak w procesie zwolnić się z odpowiedzialności, podważając jej podstawy – wykazując brak podstawowych przesłanek swojej odpowiedzialności, przewidzianych w art. 435 k.c. Przykładowo, może przeprowadzać dowody świadczące o braku szkody, o braku ruchu przedsiębiorstwa albo o nieistnieniu związku przyczynowego między szkodą a ruchem.

Dodatkowo, sposobem obrony w procesie może być skuteczne podniesienie zarzutu przedawnienia. Jak wspomniano wyżej, w razie upływu stosownego okresu czasu można skutecznie uchylić się od obowiązku naprawienia szkody. Wymaga to jednak aktywnego zachowania pozwanego – musi podnieść zarzut przedawnienia. Należy zaznaczyć, że sąd nie bierze pod uwagę upływu terminu przedawnienia z urzędu (samodzielnie). Tym samym, jeżeli termin ten upłynął, a pozwany nie podniósł zarzutu, to sąd, mimo że wie o przedawnieniu roszczenia, nie może sam uwzględnić tej okoliczności.

Należy jeszcze dodać, że w razie gdy pozwany jest ubezpieczony od odpowiedzialności cywilnej, to w procesie wszczętym właśnie w związku z tą odpowiedzialnością powinien on wezwać swojego ubezpieczyciela do udziału w postępowaniu. Pozwoli to uniknąć zarzutu ze strony ubezpieczyciela, że pozwany samodzielnie prowadził proces nieprawidłowo.

¹¹ [1], W. Dubis, Nb 24 do art. 435 k.c.

3.5. Wybrane ubezpieczenia mające zastosowanie w przypadku prowadzenia działalności w postaci lokalnej elektrociepłowni

W przypadku prowadzenia działalności w interesującym nas obszarze celowe może się okazać skorzystanie z ochrony w postaci ubezpieczenia mienia służącego do wykonywanej działalności oraz ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej, tj. od ponoszenia odpowiedzialności za szkody związane z prowadzeniem przedsiębiorstwa – elektrociepłowni. Obie umowy mają charakter dobrowolny – w przypadku elektrociepłowni obowiązujące przepisy nie wprowadzają obowiązku ubezpieczenia mienia ani OC.

3.5.1. Cechy umowy ubezpieczenia

Umowa ubezpieczenia zawiera w sobie dwa powiązane ze sobą zobowiązania – ubezpieczyciel zobowiązuje się, w zakresie działalności swego przedsiębiorstwa, spełnić określone świadczenie w razie zajścia przewidzianego w umowie wypadku, a ubezpieczający zobowiązuje się zapłacić składkę (art. 805 § 1 k.c.).

Zawarcie umowy ubezpieczenia poprzedza m.in. podanie przez ubezpieczającego informacji, mających na celu ustalenie warunków ubezpieczenia, oszacowanie ryzyka, ustalenie składki. Ubezpieczający obowiązany jest podać do wiadomości ubezpieczyciela wszystkie znane sobie okoliczności, o które ubezpieczyciel zapytywał w formularzu oferty albo przed zawarciem umowy w innych pismach (art. 815 § 1 zd. 1 k.c.). Jeżeli w umowie ubezpieczenia zastrzeżono, że w czasie jej trwania należy zgłaszać zmiany okoliczności wymienionych w paragrafie poprzedzającym, ubezpieczający obowiązany jest zawiadomić o tych zmianach ubezpieczyciela niezwłocznie po otrzymaniu o nich wiadomości (art. 815 § 2 zd. 1 k.c.). Ubezpieczyciel nie ponosi odpowiedzialności za skutki okoliczności, które z naruszeniem paragrafów poprzedzających nie zostały podane do jego wiadomości. Jeżeli do naruszenia paragrafów poprzedzających doszło z winy umyślnej, w razie wątpliwości przyjmuje się, że wypadek przewidziany umową i jego następstwa są skutkiem okoliczności, o których mowa w zdaniu poprzedzającym (art. 815 § 3 k.c.).

Jeżeli nie umówiono się inaczej, odpowiedzialność ubezpieczyciela rozpoczyna się od dnia następującego po zawarciu umowy, nie wcześniej jednak niż od dnia następnego po zapłaceniu składki lub jej pierwszej raty (art. 814 § 1 k.c.).

Przy ubezpieczeniach majątkowych (a takim jest ubezpieczenie mienia oraz ubezpieczenie odpowiedzialności cywilnej) świadczenie ubezpieczyciela, które spełnia on w razie

zajścia wypadku ubezpieczeniowego, polega w szczególności na zapłacie określonego odszkodowania za szkodę powstałą wskutek przewidzianego w umowie wypadku.

W piśmiennictwie [3] wskazuje się następujące czynności podejmowane przez ubezpieczyciela w celu ustalenia wysokości odszkodowania:

1) Ustalenie wartości szkody. Autor wskazuje, że inaczej oblicza się ją przy odpowiedzialności cywilnej, a inaczej przy ubezpieczeniach mienia. W pierwszym przypadku badany musi być tzw. doznany uszczerbek i utracone korzyści. W szkodach związanych z ubezpieczeniem mienia najczęściej z samej umowy wynika, w jaki sposób obliczana będzie wartość szkody. „Zastosowane zostaną np. wskaźniki zużycia przedmiotów, co będzie skutkowało odpowiednim zmniejszeniem wartości odszkodowania”. Autor prawidłowo wskazuje, że „w wielu specyficznych wypadkach konieczne będzie powoływanie biegłych”.

2) Ustalenie, czy nie nastąpiło przyczynienie się poszkodowanego. Uzupełniając tę uwagę K. Lewandowskiego, należy wyjaśnić, że przyczynienie poszkodowanego oznacza, iż jego własne zachowanie jest jedną z dwóch (lub więcej) przyczyn szkody, ale jednocześnie nie dominuje nad pozostałymi – nie pochłania ich; wówczas mogłaby zachodzić okoliczność wyłączająca odpowiedzialność prowadzącego przedsiębiorstwo. Może to prowadzić do ustalenia, że poszkodowany jest współodpowiedzialny za powstanie szkody (gdyby ustalono, że jest całkowicie odpowiedzialny – wyłącznie winny, nie ma odpowiedzialności ubezpieczonego oraz ubezpieczyciela). K. Lewandowski wskazuje, że odszkodowanie jest zmniejszane o ustalony procent przyczynienia się do powstania szkody.

3) „Ustalenie, czy za szkodę nie ponosi odpowiedzialności także inny pomiot, np. inne towarzystwo ubezpieczeniowe, które ponosi odpowiedzialność za szkodę, na podstawie innej umowy ubezpieczenia”.

4) Ustalenie umownych ograniczeń wypłaty odszkodowania, w postaci górnej granicy odpowiedzialności, franszyzy redukcyjnej czy integralnej. Tytułem uzupełnienia do tej uwagi wspomnianego autora należy dodać, że umowa może przewidywać nie tylko kwotowe ograniczenia odpowiedzialności ubezpieczyciela, lecz także wyłączać odpowiedzialność za szereg zdarzeń lub ryzyk. Umowa może też określać zakres ubezpieczenia w sposób odwrotny do wyżej wymienionego – poprzez wskazanie w katalogu zamkniętym tylko tych ryzyk, które są objęte ochroną ubezpieczeniową.

5) Ustalenie współodpowiedzialności innych ubezpieczycieli.

Kwestię terminu wypłaty odszkodowania przez ubezpieczyciela reguluje art. 817 k.c. Ubezpieczyciel obowiązany jest spełnić świadczenie w terminie 30 dni, licząc od daty

otrzymania zawiadomienia o wypadku (art. 817 § 1 k.c.). Gdyby wyjaśnienie w powyższym terminie okoliczności koniecznych do ustalenia odpowiedzialności ubezpieczyciela albo wysokości świadczenia okazało się niemożliwe, świadczenie powinno być spełnione w ciągu 14 dni od dnia, w którym przy zachowaniu należytej staranności wyjaśnienie tych okoliczności było możliwe. Jednakże bezsporną część świadczenia ubezpieczyciel powinien spełnić w terminie przewidzianym w § 1 (art. 817 § 2 k.c.). Co bardzo ważne – umowa ubezpieczenia lub ogólne warunki ubezpieczenia mogą zawierać postanowienia korzystniejsze dla uprawnionego, niż określone w paragrafach poprzedzających (art. 817 § 3 k.c.).

Należy wskazać, że w praktyce olbrzymią rolę w kształtowaniu zakresu dobrowolnej umowy ubezpieczenia – jej treści, obowiązków, praw, ale przede wszystkim ochrony udzielanej przez ubezpieczyciela – odgrywają tzw. ogólne warunki ubezpieczenia (dalej: OWU). W przypadku umów dobrowolnego ubezpieczenia praktycznie większość regulacji umowy jest zawarta w wyżej wymienionym dokumencie, wręczanym ubezpieczającemu w momencie zawierania umowy. Często umowa ubezpieczenia bywa błędnie utożsamiana z samym jedynie dokumentem polisy, podczas gdy ta ostatnia stanowi jedynie potwierdzenie zawarcia umowy i wymienia tylko najważniejsze jej postanowienia. Jednym z takich postanowień jest odwołanie do OWU, polegające na wskazaniu, że są one integralną częścią umowy. Tak naprawdę będzie w nich zawarta większość regulacji dotyczących zakresu ochrony ubezpieczeniowej, warunków jej udzielania oraz przyczyn odmowy wypłaty odszkodowania lub zmniejszenia jego wysokości. Dlatego bardzo istotne jest, aby zapoznać się z treścią OWU, zwłaszcza przed zawarciem umowy dobrowolnego ubezpieczenia.

3.5.2. Ubezpieczenie mienia a ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej

Umowa ubezpieczenia mienia, np. składników majątkowych służących do prowadzenia działalności w postaci elektrociepłowni, może przewidywać ochronę przez rozmaitymi ryzykami, których zakres bywa indywidualnie określony. Przykładowo, można ubezpieczyć mienie na etapie tworzenia, konstruowania czy montowania elementów przedsiębiorstwa (np. od szkód związanych z błędami projektowymi, konstrukcyjnymi lub montażowymi, albo od ryzyka związanego z transportem mienia). Ochroną może być także objęta już działająca elektrociepłownia. Umowa może wówczas przewidywać ochronę

przed np. żywiołami: pożarem, uderzeniem pioruna (bezpośrednim lub pośrednim) lub przed powodzią, trzęsieniem ziemi, lawiną, a także przed innymi zdarzeniami losowymi: uderzeniem lub upadkiem statku powietrznego, uderzeniem pojazdu lądowego lub morskiego, przed katastrofą budowlaną – zawaleniem się budowli (komina, dźwigu) lub eksplozją. Ochrona może również dotyczyć działań osób – ubezpieczenie od kradzieży z włamaniem, dewastacji, rabunku, aktu terroryzmu, czy też od ryzyka związanego z zamieszkami lub strajkiem. Ochrona ubezpieczeniowa może także obejmować szkody powstałe niejako po szkodzie głównej, np. straty, wydatki związane z udziałem specjalistycznych służb ratowniczych, uporządkowaniem miejsca, w którym doszło do szkody, lub wydatki związane ze składowaniem odpadów powstałych wskutek szkody.

Natomiast w przypadku ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej przedmiotem ochrony jest odpowiedzialność cywilna ubezpieczonego wobec osób trzecich za szkody będące następstwem ruchu przedsiębiorstwa – elektrociepłowni (szkody na mieniu i szkody na osobie).

3.5.3. Działalność brokerów ubezpieczeniowych

Nie sposób wymienić wszystkich możliwych ryzyk, które potencjalnie mogą się stać przedmiotem umowy ubezpieczenia. Decydujące w tym zakresie będą potrzeby ubezpieczającego. Z uwagi na mnogość ofert dostępnych na rynku, warto rozważyć skorzystanie z usług brokera ubezpieczeniowego – niezależnego pośrednika ubezpieczeniowego. Broker ubezpieczeniowy przy zawieraniu umowy nie działa w imieniu ubezpieczyciela. W świetle art. 37g ustawy o działalności ubezpieczeniowej [7], działalność brokerska polega na zawieraniu i wykonywaniu umów ubezpieczenia w imieniu ubezpieczającego. Broker jest profesjonalnym pełnomocnikiem ubezpieczeniowym, działa na rzecz i w interesie ubezpieczającego. Przygotowuje wniosek ubezpieczeniowy, w którym określa zakres i przedmiot ochrony ubezpieczeniowej [9].

Pełniący czynności brokerskie nie jest agentem ubezpieczeniowym, ale wykonuje działalność gospodarczą na podstawie umowy o świadczenie usług, do której stosuje się przepisy kodeksu cywilnego dotyczące zlecenia [10].

Jak zauważa A. Grodecka [2], broker ubezpieczeniowy reprezentuje interesy klienta w negocjacjach ubezpieczeniowych. Według tej autorki „Broker ubezpieczeniowy z założenia ma służyć klientowi – pomaga mu przy zawieraniu umów ubezpieczeniowych.

Współpraca z brokerem pozwala przedsiębiorstwu zaoszczędzić czas, daje także pewność kompleksowej obsługi obejmującej cały czas trwania umowy ubezpieczeniowej”. A. Grodecka wskazuje również, że broker jako pośrednik ubezpieczeniowy może zaoferować klientowi oferty różnych towarzystw ubezpieczeniowych, ale także kreuje warunki umowy, negocjuje z towarzystwem warunki ubezpieczenia.

Tym samym decydując się na zawarcie umowy ubezpieczenia majątku, składników przedsiębiorstwa od rozmaitych ryzyk, czy ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej, jaka może pojawić się w związku z prowadzeniem działalności, należy rozważyć możliwość skorzystania z usług profesjonalnego podmiotu zawodowo zajmującego się pośrednictwem w zakresie poszukiwania ofert ubezpieczycieli, negocjowania warunków umów ubezpieczenia, a następnie ich zawierania oraz wykonywania bieżącej obsługi ubezpieczenia. Może to znacznie ułatwić zawarcie umowy ubezpieczenia, która będzie odpowiadać indywidualnym, konkretnym potrzebom podyktowanym wykonywaną działalnością.

3.6. Podsumowanie

Mając na względzie ryzyko gospodarcze związane z samym faktem zainwestowania znacznego kapitału w realizację inwestycji w postaci innowacyjnej lokalnej elektrociepłowni hybrydowej, stopień jej skomplikowania i względnie wysokie szanse – przynajmniej częściowego – niepowodzenia inwestycji, z pewnością warto jako inwestor zwrócić uwagę na możliwości aktualnie oferowane przez ubezpieczycieli. Możliwe jest zabezpieczenie wartościowej inwestycji już od samego początku jej realizowania – na etapie zabezpieczenia właściwego tytułu prawnego do nieruchomości (ubezpieczenie obejmujące ryzyko związane z wadami prawnymi tytułu prawnego). Także w trakcie realizacji inwestycji istnieje możliwość ubezpieczenia się przed wadami konstrukcyjnymi czy projektowymi tworzonej infrastruktury, kończąc na ubezpieczeniu nowo wybudowanego mienia w połączeniu z ubezpieczeniem od odpowiedzialności cywilnej za ewentualne szkody wywołane działaniem nowej elektrociepłowni. Tak szeroka oferta ubezpieczeniowa wiąże się, oczywiście, z dodatkowymi kosztami, jest to jednak wydatek, który warto ponieść z uwagi na korzyści z niego wynikające i komfort potencjalnego inwestora, który jest właściwie zabezpieczony przed większością zagrożeń związanych zarówno z procesem inwestycyjnym, jak i późniejszym działaniem całej instalacji.

CIVIL AND INSURANCE LIABILITY OF LOCAL CHP'S ACTIVITY

(ABSTRACT)

Since the process of investment in a hybrid heat and power plant is burdened with a number of risks – it is long and expensive – it is worth to present some legal institutions which may relieve, at least to some extent, potential investors from the financial risks associated with the failed investments, unexpected random events or human error. The object of this paper is to present the basic issues related to liability for damages caused by the local heat and power plant operation and possibilities of the insurance from such responsibility.

LITERATURA

- [1] Gniewek E. (red.), *Kodeks cywilny. Komentarz*, Warszawa 2010.
- [2] Grodecka A., *Broker ubezpieczeniowy – zawód z przyszłością*, <http://www.bankier.pl/wiadomosc/Broker-ubezpieczeniowy-zawod-z-przyszloscia-1686645.html>.
- [3] Lewandowski K., *Piśmiennictwo do art. 805 k.c. Praktyczne wyjaśnienia oraz wzory umów i pism*, 2001–2011, LexPolonica, nr dok. 472294.
- [4] Pietrzykowski K. (red.), *Kodeks cywilny. Komentarz do artykułów 1–449¹⁰*, t. 1, Warszawa 2011.
- [5] Ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego, Dz.U. nr 43, poz. 296 z późn. zm.
- [6] Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny, Dz.U. nr 16, poz. 93 z późn. zm.
- [7] Ustawa z dnia 28 lipca 1990 r. o działalności ubezpieczeniowej, Dz.U. nr 11, poz. 62 z późn. zm.
- [8] Wyrok Sądu Najwyższego – Izba Cywilna i Administracyjna z 18.10.1982, I CR 160/82; opubl. *Orzecznictwo Sądów Polskich i Komisji Arbitrażowych*, 1985, nr 12, poz. 224.
- [9] Wyrok Sądu Najwyższego z dnia 14 lipca 2006 r., II CSK 64/06, LEX nr 445263.
- [10] Wyrok Sądu Najwyższego z dnia 19 października 2006 r., III UK 93/06, OSNP 2007/21-22/330.