

**Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk**

Efektywne wytwarzanie i wykorzystanie energii



**Lidia GAWLIK
Eugeniusz MOKRZYCKI**

**Wydawnictwo IGSMiE PAN
Kraków 2021**

Efektywne wytwarzanie i wykorzystanie energii



Lidia Gawlik
Eugeniusz Mokrzycki

Wydawnictwo IGSMiE PAN
Kraków 2021

RECENZENCI

Prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak

Prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak

Praca została wykonana w ramach działalności statutowej
Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

ADRES REDAKCJI

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk
ul. J. Wybickiego 7A, 31-261 Kraków
tel.: +48 12 632 33 00; fax: +48 12 632 35 24

Redaktor Wydawnictwa: Emilia Rydzewska-Smaza
Redaktor techniczny: Barbara Sudol
Projekt okładki: Beata Stankiewicz

© Copyright by Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

Kraków 2021

Printed in Poland

ISBN 978-83-963280-0-7

eISBN 978-83-963280-8-3

DOI: 10.33223/ef122021

SPIS TREŚCI

Wykaz używanych skrótów	5
Wprowadzenie	9
1. Akty prawne krajowe i unijne	11
1.1. Najistotniejsze unijne rozporządzenia dotyczące efektywności energetycznej	11
1.2. Krajowe plany działań dotyczące efektywności energetycznej	17
1.3. Krajowe akty prawne	20
1.4. Polityka energetyczna Polski do 2040 r.	22
1.4.1. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – projekt	22
1.4.2. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – 2021 r. – Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Warszawa 2021	24
1.5. Podstawowe dokumenty i regulacje prawne krajowej polityki efektywności energetycznej	25
1.5.1. Efektywność energetyczna według prawa energetycznego	25
1.5.2. Ustawa o efektywności energetycznej	31
1.5.3. Ustawa o etykietowaniu energetycznym	37
2. Parametry termodynamiczne stanu	41
3. Zagadnienia efektywności energetycznej konwersji węgla kamiennego w energię elektryczną	47
3.1. Efektywność – istota, pojęcia, miary	47
3.1.1. Wskaźniki termodynamiczne	48
3.1.2. Wskaźniki fizyczno-termodynamiczne	50
3.1.3. Wskaźniki ekonomiczno-termodynamiczne	51
3.1.4. Wskaźniki ekonomiczne	52
3.2. Efektywność energetyczna konwersji energii pierwotnej w energię elektryczną	52
3.2.1. Zagadnienia ogólne	52
3.2.2. Efektywność procesów przetwarzania paliw w warunkach krajowych – źródła informacji	55
4. Podstawowe kierunki wykorzystania węgla – zgazowanie	59
4.1. Technologie naziemnego zgazowania węgla	60
4.2. Układ kombinowany zintegrowany ze zgazowaniem (IGCC)	64
4.3. Podziemne zgazowanie węgla	66
4.4. Efektywność energetyczna technologii naziemnego zgazowania	67
5. Technologie i metody usuwania CO ₂	71
5.1. Technologie usuwania CO ₂	71
5.1.1. Technologia wychwytywania CO ₂ po procesie spalania	74
5.1.2. Technologie wychwytywania CO ₂ przed procesem spalania	74
5.1.3. Technologia spalania w atmosferze wzbogacanej tlenem	75
5.1.4. Separacja CO ₂ na bazie hydratu	76
5.1.5. Destylacja kriogeniczna	77
5.1.6. Ograniczanie emisji CO ₂ poprzez współspalanie węgla i biomasy	77
5.2. Metody wychwytywania CO ₂	77
5.2.1. Wychwytywanie CO ₂ przez absorpcję	79
5.2.2. Wychwytywanie CO ₂ przez separację membranową	79
5.2.3. Wychwytywanie CO ₂ przez adsorpcję	80
5.2.4. Wychwytywanie CO ₂ przez pętlę chemiczną	81

6. Energetyka węglowa – ogólny zarys	87
6.1. Energetyka węglowa w wybranych krajach	87
6.2. Technologie energetyczne oparte na węglu	88
6.3. Koszty kapitałowe i wytwarzania energii elektrycznej w wybranych technologiach energetycznych bez CCS	95
6.4. Możliwości poprawy efektywności energetycznej w węglowych jednostkach energetycznych	99
7. Technologie energetyczne na parametry nadkrytyczne	103
7.1. Technologie nadkrytyczne	103
7.2. Parametry dla technologii podkrytycznych i nadkrytycznych	106
7.3. Stale i stopy – zarys	109
7.4. Materiały stopowe stosowane w technologii nadkrytycznej	110
8. Ognia paliwowe	123
8.1. Rodzaje ogniw paliwowych	123
8.2. Efektywność energetyczna ogniw paliwowych	126
9. Gospodarka niskoemisyjna – wychwytywanie, składowanie, utylizacja CO ₂	131
9.1. Strategia funkcjonowania społeczeństwa niskoemisyjnego	131
9.2. Koszty kapitałowe i eksploatacyjne jednostek energetycznych z CCS	138
9.3. Perspektywy technologii wychwytywania i wykorzystania CO ₂	146
9.4. Gospodarka neutralna pod względem emisji	149
Podsumowanie	151
Literatura	157

Wykaz używanych skrótów

AFC	– (<i>Alkaline Fuel Cell</i>) – alkaliczne ogniwo paliwowe
AFM	– (<i>Advanced Ferritic Martensitic</i>) – zaawansowana stal ferrytyczno-martenzytyczna
ASME	– (<i>American Society of Mechanical Engineers</i>) – Amerykańskie Stowarzyszenie Inżynierów Mechaników
ASTM	– (<i>American Society for Testing and Materials</i>) – Amerykańskie Stowarzyszenie Badań i Materiałów
ASU	– (<i>Air Separation Unit</i>) – układ separacji powietrza
ATR	– (<i>Autothermal Reforming</i>) – reforming autotermiczny
AUSC	– (<i>Advanced Ultra-Supercritical</i>) – zaawansowane technologie ultra nadkrytyczne
BFB	– (<i>Bubbling Fluidized Bed</i>) – reaktor ze złożem pęcherzykowym
CaLC	– (<i>Calcium Looping Cycle</i>) – chemiczna pętla wapniowa
CAPEX	– (<i>Capital Expenditures</i>) – nakłady inwestycyjne
CCGT	– (<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>) – układ gazowo-parowy z turbiną gazową
CCHP	– (<i>Combined Cold Heat and Power</i>) – poligeneracja chłodu, ciepła i energii elektrycznej
CCS	– (<i>Carbon Capture and Storage</i>) – wychwyt i składowanie CO ₂
CCU	– (<i>Carbon Capture and Utilization</i>) – wychwyt i wykorzystanie CO ₂
CE	– (<i>Conformité Européenne</i>) – deklaracja zgodności producenta, że wyrób spełnia wymagania stosownych dyrektyw UE
CFB	– (<i>Circulating Fluidized Bed</i>) – cyrkulacyjne złożo fluidalne
CHP	– (<i>Combined Heat and Power</i>) – generacja ciepła i energii elektrycznej (skojarzona produkcja ciepła i elektryczności)
CLC	– (<i>Chemical Looping Combustion</i>) – spalanie w pętli chemicznej
CLR	– (<i>Chemical Looping Reforming</i>) – reforming w pętli chemicznej
CMS	– (<i>Carbon Molecular Sieve</i>) – węglowe sito molekularne
COF	– (<i>Covalent Organic Frameworks</i>) – kowalencyjne struktury organiczne
COP	– (<i>Coefficient of Performance</i>) – wskaźnik efektywności pompy ciepła
CPOX	– (<i>Catalytical Partial Oxidation</i>) – częściowe utlenianie katalityczne
DMFC	– (<i>Direct Methanol Fuel Cell</i>) – bezpośrednie ogniwo metanolowe
ECBM	– (<i>Enhanced Coal Bed Methane</i>) – zwiększony odzysk metanu z pokładów węgla
EGR	– (<i>Enhanced Gas Recovery</i>) – ulepszony odzysk gazu
EMAS	– (<i>Eco-Management and Audit Scheme</i>) – Wspólnotowy System Ekozarządzania i Audytu

EOR	– (<i>Enhanced Oil Recovery</i>) – ulepszony odzysk ropy naftowej
EPRI	– (<i>Electric Power Research Institute</i>) – Instytut Badawczy Energii
ETS	– (<i>Emissions Trading System</i>) – system handlu emisjami
FBC	– (<i>Fluidized bed Combustion</i>) – spalanie w złożu fluidalnym
FGD	– (<i>Flue Gas Desulphurization</i>) – odsiarczanie gazów spalinowych
FTM	– (<i>Faciliated Transport Membrane</i>) – membrana nieorganiczna ułatwiająca transport
GDL	– (<i>Gas Diffusion Layer</i>) – warstwa dyfuzyjna gazu
GDP	– (<i>Gross Domestic Product</i>) – produkt krajowy brutto
GHG	– (<i>GreenHouse Gas</i>) – gaz cieplarniany
GT	– (<i>Gas Turbine</i>) – turbina gazowa
HELE	– (<i>High Efficiency, Low Emission</i>) – wysoka efektywność, niska emisyjność
HHV	– (<i>Higher Heating Value</i>) – ciepło spalania
HOR	– (<i>Hydrogen Oxidation Reaction</i>) – reakcja utleniania wodoru
HRSG	– (<i>Heat Recovery Steam Generator</i>) – kocioł odzyskowy
HTM	– (<i>Hydrogen Transport Membrane</i>) – membrana transportująca wodór
IEA	– (<i>International Energy Agency</i>) – Międzynarodowa Agencja Energetyczna
IGCC	– (<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>) – układ kombinowany zintegrowany ze zgazowaniem
IGFC	– (<i>Integrated Gasification Fuel Cell</i>) – zintegrowane ogniwo paliwowe ze zgazowaniem
LCOE	– (<i>Levelized Cost of Electricity</i>) – ujednolicony koszt energii elektrycznej
LHV	– (<i>Lower Heating Value</i>) – wartość opałowa
LPG	– (<i>Liquid Petroleum Gas</i>) – gaz skroplony
MCFC	– (<i>Molten Carbonate Fuel Cell</i>) – ogniwo paliwowe ze stopionym węglanem
MMM	– (<i>Mixed Matrix Membrane</i>) – membrana z matrycą mieszaną
MOF	– (<i>Metal Organic Frameworks</i>) – szkielety metaloorganiczne
NGCC	– (<i>Natural Gas Combined Cycle</i>) – technologia wykorzystująca turbinę gazową
OCV	– (<i>Open Circuit Voltage</i>) – otwarty obwód napięciowy
OPEX	– (<i>Operating Expenditures</i>) – koszty operacyjne
ORR	– (<i>Oxygen Reduction Reaction</i>) – reakcja redukcji tlenu
PAFC	– (<i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i>) – ogniwo paliwowe z kwasem fosforowym
PC	– (<i>Pulverised Coal</i>) – pył węglowy
PCC	– (<i>Post Combustion Capture</i>) – wychwytywanie po spalaniu
PEFC	– (<i>Polymer Electrolyte Fuel Cell</i>) – ogniwo paliwowe z elektrolitem polimerowym
PEM(FC)	– (<i>Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i>) – ogniwo paliwowe z protonowo wymienną membraną
PFBC	– (<i>Pressurized Fluidized Bed Combustion</i>) – spalanie w złożu fluidalnym pod ciśnieniem
PM	– (<i>Particulate Matter</i>) – (cząstki) pył zawieszony
POX	– (<i>Partial Oxidation</i>) – częściowe utlenianie
PPN	– (<i>Porous Polymer Networks</i>) – porowate sieci polimerowe

PSA	– (<i>Pressure Swing Adsorption</i>) – adsorpcja zmiennociśnieniowa
RFG	– (<i>Recycled Flue Gas</i>) – odzyskane spaliny
SBC	– (<i>Subcritical</i>) – podkrytyczny
SC	– (<i>Supercritical</i>) – nadkrytyczny
SCR	– (<i>Selective Catalytic Reduction</i>) – selektywna redukcja katalityczna
SNG	– (<i>Synthetic Natural Gas</i>) – syntetyczny gaz naturalny
SNCR	– (<i>Selective Non Catalytic Reduction</i>) – selektywna redukcja niekatalityczna
SOFC	– (<i>Solid Oxide Fuel Cell</i>) – ogniwo paliwowe z zestalonym elektrolitem tlenkowym
SSC	– (<i>Specific Steam Consumption</i>) – specyficzne zużycie pary
TSA	– (<i>Temperature Swing Adsorption</i>) – adsorpcja ze zmienną temperaturą
UCG	– (<i>Underground Coal Gasification</i>) – podziemne zgazowanie węgla
USC	– (<i>Ultra Supercritical</i>) – ultra nadkrytyczny
VSA	– (<i>Vacuum Swing Adsorption</i>) – próżniowa adsorpcja zmiennociśnieniowa
ARE	– Agencja Rynku Energii
MEA	– monoetanolamina
DEA	– dietanolamina
MDEA	– metyldietanolamina
URE	– Urząd Regulacji Energetyki
GUS	– Główny Urząd Statystyczny

Wprowadzenie

Węgiel jest najpowszechniejszym i najbardziej rozpowszechnionym paliwem kopalnym na świecie. Jego zasoby geologiczne szacuje się na około biliona ton, co przy obecnym zużyciu wystarcza na wiele dziesiątków lat. Paliwa węglowe stanowią około 40% światowej produkcji energii elektrycznej i należy przypuszczać, że pozostaną kluczowym źródłem energii do wytwarzania energii elektrycznej w krajach rozwijających się. W celu maksymalizacji użyteczności węgla w energetyce należy rozpatrywać efektywność energetyczną elektrowni, która jest istotnym parametrem wydajnościowym produkcji energii. Efektywność energetyczna ma następujące zalety:

- przedłuża żywotność zasobów węgla poprzez zmniejszenie jego zużycia,
- redukuje emisję dwutlenku węgla (CO_2) i konwencjonalnych zanieczyszczeń,
- zwiększa moc wyjściową z danej wielkości jednostki,
- potencjalnie zmniejsza koszty operacyjne.

Efektywność energetyczna stanowi istotny filar polityki energetycznej Unii Europejskiej. Celem działań związanych ze wzrostem efektywności procesów wytwarzania energii jest: ograniczenie zużycia paliw kopalnych, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację źródeł zaopatrzenia w energię, zapobieganie zmianom klimatycznym poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych, zwłaszcza CO_2 . Działania związane z poprawą efektywności energetycznej realizowane są również w ramach strategii czystych technologii energetycznych.

Czyste technologie są technologiami niskoemisyjnymi mającymi na celu zdecydowaną poprawę oddziaływania energetyki na środowisko przyrodnicze poprzez:

- poprawę efektywności energetycznej procesów wytwarzania i wykorzystania energii,
- wdrożenie czystych technologii węglowych, rozwój energetyki gazowej, rozwój energetyki odnawialnej.

Obecnie dąży się do zmiany powszechnie przyjętych konwencjonalnych technologii energetycznych na technologie bardziej zaawansowane, które będą się przyczyniać do lepszej ochrony środowiska przyrodniczego. W porównaniu z konwencjonalnymi systemami energetycznymi, jednostki energetyczne zaawansowane będą tworzyć złożone systemy o różnorodnej konwersji energii.

Rosnące obawy dotyczące potencjalnych negatywnych konsekwencji zmian klimatu w globalnym środowisku sprawiają, że energia jest ważnym aspektem zrównoważonego rozwoju. Emisje CO_2 ze spalania paliw kopalnych są głównym źródłem antropogenicznych gazów cieplarnianych GHG (*GreenHouse Gas*), co sprawia, że społeczeństwa rozwiniętych

krajów deklarują coraz mocniej odchodzenie od ich użytkowania i zmierzają ku neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla, a więc do gospodarki niskoemisyjnej.

Kraje rozwinięte, w tym Unia Europejska, optują za zupełną rezygnacją z węgla i znaczącą rezygnacją z gazu w perspektywie do 2050 r.

Systemy niskoemisyjne energii oparte na paliwach kopalnych wiążą się z zastosowaniem zaawansowanych technologii energetycznych, charakteryzujących się wyższą efektywnością energetyczną i mniejszym wpływem na środowisko oraz bardziej racjonalnym zużyciem energii przez użytkowników.

W przypadku krajów rozwiniętych osiągnięcie gospodarki niskoemisyjnej będzie wymagało dokonania głębokich ograniczeń emisji CO₂ w połowie XXI wieku. Związane to będzie z opracowaniem i wdrożeniem zaawansowanych technologii niskoemisyjnych, jak również z głębokimi zmianami modeli społecznych i stylu życia. Natomiast w krajach rozwijających się przejście na gospodarkę niskoemisyjną musi być powiązane z ich przewidywanym wzrostem gospodarczym, a także z realizacją ich celów rozwojowych.

W pracy omówiono: możliwości poprawy efektywności energetycznej w układach węglowych, technologie energetyczne węglowe na parametry nadkrytyczne, układy energetyczne zintegrowane ze zgazowaniem, ogniwa paliwowe i ich efektywność energetyczną, metody wychwytywania CO₂ oraz strategie projektowania społeczeństwa niskoemisyjnego.

Autorzy wyrażają nadzieję, że książka będzie przydatnym źródłem informacji dla wszystkich, którzy odkrywają szansę rozwoju energetycznego wykorzystania pierwotnych i odnawialnych źródeł energii. Szczególne podziękowania składamy recenzentom tej pracy: prof. dr hab. inż. Tadeuszowi Chmielniakowi z Politechniki Śląskiej i prof. dr hab. inż. Wojciechowi Nowakowi z Akademii Górniczo-Hutniczej za cenne uwagi, które pomogły nam w pracy nad książką.

1. Akty prawne krajowe i unijne

1.1. Najistotniejsze unijne rozporządzenia dotyczące efektywności energetycznej

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2006/32/WE z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych i uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG

Celem tej Dyrektywy było osiągnięcie uzasadnionej ekonomicznie poprawy efektywności końcowego użytkowania paliw i energii w państwach Unii poprzez (Dyrektywa 2006/32/WE):

- ustalenie celów, mechanizmów i zachęt,
- ustalenie instytucjonalnych, finansowych i prawnych ram w celu usunięcia barier rynkowych wpływających na efektywność końcowego użytkowania energii,
- promowanie programów mających na celu poprawę efektywności energetycznej,
- rozwój rynku jakości usług energetycznych dla użytkowników końcowych,
- zharmonizowanie metodologii obliczania i weryfikowania oszczędności energii.

Państwa członkowskie zostały zobowiązane do przyjęcia krajowego celu indykatywnego w zakresie oszczędności energii w wysokości 9% w 2015 r.

Dyrektywa ta została zastąpiona w 2012 r. Dyrektywą 2012/27/UE i ostatecznie przestała obowiązywać w 2014 roku.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE

Dyrektywa obejmuje (Dyrektywa 2012/27/UE):

- przedmiot i zakres stosowania, definicje i wartości docelowe efektywności energetycznej,
- efektywność wykorzystania energii (renowacja budynków, wzorcowa rola budynków instytucji publicznych, dokonywanie zakupów przez instytucje publiczne, systemy zobowiązujące do efektywności energetycznej, audyty energetyczne i systemy zarządzania energią, opomiarowanie, informacje o rozliczeniach, koszty dostępu do

informacji o opomiarowaniu i rozliczeniach, program informowania i wzmacniania pozycji odbiorców, sankcje),

- efektywność zaopatrzenia w energię (promowanie efektywności ogrzewania i chłodzenia, przetwarzanie, przesył i rozdział energii),
- przepisy horyzontalne (dostęp do systemów kwalifikacji, akredytacji i certyfikacji, informacje i szkolenia, usługi energetyczne, inne środki mające na celu promowanie efektywności energetycznej, współczynniki konwersji, krajowy fundusz efektywności energetycznej, finansowanie i wsparcie techniczne),
- przepisy końcowe (akty delegowane, wykonywanie przekazanych uprawnień, przegląd i monitorowanie wdrażania, platforma online, procedura komitetowa, zmiany i uchylenia, transpozycja, wejście w życie, adresaci).

Dyrektywa zawiera załączniki obejmujące:

- ogólne zasady obliczania ilości energii elektrycznej z kogeneracji,
- metodę określania sprawności procesu kogeneracji,
- wymagania w zakresie efektywności energetycznej w odniesieniu do zakupu produktów, usług i budynków przez instytucje rządowe,
- zawartość energii w wybranych paliwach do wykorzystania końcowego – tabela przeliczeniowa,
- wspólne metody i zasady obliczania oddziaływania systemów zobowiązujących do efektywności energetycznej lub innych środków z dziedziny polityki na mocy artykułu 7, ustęp 1, 2 i 9 oraz artykuł 20, ustęp 6,
- kryteria minimalne dotyczące audytów energetycznych, w tym audytów przeprowadzanych w ramach systemów zarządzania energią,
- minimalne wymagania dotyczące rachunków oraz informacji o rozliczeniach na podstawie rzeczywistego zużycia,
- potencjał efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia,
- analizę kosztów i korzyści,
- gwarancje pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w procesie wysokosprawnej kogeneracji,
- kryteria efektywności energetycznej dotyczące regulacji sieci energetycznej oraz taryf sieci elektroenergetycznych,
- wymagania w zakresie efektywności energetycznej obowiązujące operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych,
- minimalne wymagania, jakie powinny znajdować się w umowach dotyczących poprawy efektywności energetycznej zawieranych z sektorem publicznym lub w odnośnych specyfikacjach przetargowych,
- ogólne ramy sprawozdawczości,
- tabelę korelacji.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią (wersja przekształcona) (Tekst mający znaczenie dla EOG)

Dyrektywa przewiduje ustalenie wymogów, jakie muszą spełniać produkty związane z energią objęte środkami wykonawczymi, aby mogły zostać wprowadzone do obrotu lub użytkowania (Dyrektywa 2009/125/WE). Przyczynia się ona do zrównoważonego rozwoju poprzez zwiększenie efektywności energetycznej i poziomu ochrony środowiska przy jednoczesnym zwiększaniu bezpieczeństwa dostaw energii.

Celem tej dyrektywy jest osiągnięcie wysokiego poziomu ochrony środowiska przez redukcję potencjalnego wpływu produktów związanych z energią na środowisko, co będzie w efekcie korzystne dla konsumentów i innych użytkowników końcowych. Zrównoważony rozwój wymaga również należytego uwzględnienia wpływu zdrowotnego, społecznego i ekonomicznego przewidywanych środków. Poprawa efektywności energetycznej produktów i efektywności wykorzystania zasobów przyczynia się do bezpieczeństwa dostaw energii i zmniejszenia zapotrzebowania na zasoby naturalne, co stanowi warunki konieczne ekonomicznej gospodarki, a tym samym zrównoważonego rozwoju.

Państwa członkowskie podejmują odpowiednie działania, aby produkty objęte środkami wykonawczymi mogły zostać wprowadzone do obrotu lub użytkowania wówczas, gdy spełniają warunki określone w tych środkach i noszą oznakowanie CE, symbolizujące zgodność wyrobu z odpowiednimi wymaganiami UE nałożonymi na producenta.

Ekoprojektowanie jest podstawowym czynnikiem w strategii Wspólnoty dotyczącej zintegrowanej polityki produktowej. Jako podejście zapobiegawcze, mające na celu optymalizację ekologiczności produktów przy zachowaniu ich cech funkcjonalnych, daje rzeczywiste nowe możliwości producentom, konsumentom oraz całemu społeczeństwu.

Dyrektywa zawiera następujące załączniki:

- metoda określania ogólnych wymogów dotyczących ekoprojektu (parametry ekoprojektu dla produktów, wymogi związane z dostarczaniem informacji, wymogi w stosunku do producenta),
- metoda ustalania szczególnych wymogów dotyczących ekoprojektu,
- oznakowanie CE,
- wewnętrzna kontrola projektu,
- system zarządzania służący ocenie zgodności,
- deklaracja zgodności WE,
- treść środków wykonawczych,
- samoregulacja,
- uchylona dyrektywa wraz z wykazem jej kolejnych zmian, wykaz terminów transpozycji do prawa krajowego,
- tabela korelacji.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie wskazania poprzez etykietowanie oraz standardowe informacje o produkcji, zużycia energii oraz innych zasobów przez produkty związane z energią (wersja przekształcona) (Tekst mający znaczenie dla EOG)

Dyrektywa ta (Dyrektywa 2010/30/UE) ustanawia ramy dla harmonizacji krajowych przepisów dotyczących informacji dla użytkownika końcowego, w szczególności w formie etykiet oraz standardowych informacji o produkcji, dotyczącej zużycia energii i w miarę potrzeb innych podstawowych zasobów podczas użytkowania oraz informacji dodatkowych o niektórych produktach związanych z energią, umożliwiając tym samym użytkownikom końcowym wybór bardziej efektywnych produktów.

Dyrektywa obejmuje produkty związane z energią wywierające znaczący bezpośredni lub pośredni wpływ na zużycie energii oraz, w stosownych przypadkach, innych podstawowych zasobów podczas użytkowania.

Wprowadzeniu systemu etykiet i kart dotyczących zużycia lub oszczędności energii towarzyszyły kampanie informacyjne o charakterze edukacyjnym i promocyjnym, mające na celu promowanie efektywności energetycznej oraz bardziej odpowiedzialnego wykorzystywania energii przez użytkowników końcowych.

Dyrektywa ta została uchylona w 2017 r. Rozporządzeniem UE/2017/1369 a po zmianie w 2020 roku funkcjonuje w wersji skonsolidowanej (Rozporządzenie UE 2017/1369).

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1369 z dnia 4 lipca 2017 r. ustanawiające ramy etykietowania energetycznego i uchylające dyrektywę 2010/30/UE (Tekst mający znaczenie dla EOG.) Tekst skonsolidowany

Przegląd skuteczności dyrektywy 2010/30/UE (Dyrektywa 2010/30/UE) wykazał, że w celu zwiększenia skuteczności konieczna jest aktualizacja ram etykietowania energetycznego.

Rozporządzenie (Rozporządzenie UE 2017/1369) to zmienia i udoskonala niektóre jej przepisy w celu zaktualizowania ich treści z uwzględnieniem poczynionego w ostatnich latach postępu technicznego w zakresie efektywności energetycznej produktów. Określa ramy, które mają zastosowanie do produktów związanych z energią, wprowadzanych do obrotu lub oddanych do użytku. Jest odpowiednim instrumentem prawnym, gdyż wprowadza jasne i szczegółowe przepisy, które nie mogą być rozbieżnie transponowane przez państwa członkowskie i tym samym zapewniają wysoki stopień harmonizacji w całej Unii. Etykietowanie energetyczne umożliwia klientom dokonywanie świadomych wyborów na podstawie zużycia energii przez etykietowane produkty. Informacje te znacząco przyczyniają się do uzyskania oszczędności energii i obniżania rachunków za energię. Poprawa efektywności produktów związanych z energią, przynosi również korzyści producentom, przemysłowi i ogólnie gospodarce Unii.

Rozporządzenie nie dotyczy produktów używanych, za wyjątkiem produktów importowanych z kraju trzeciego oraz środków transportu osób lub towarów.

Ponieważ zużycie energii przez środki transportu osób lub towarów jest regulowane innymi przepisami unijnymi, to są one wyłączone z zakresu stosowania tego rozporządzenia.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Tekst mający znaczenie dla EOG)

Dyrektywa ta (Dyrektywa 2018/844/UE) zmienia w Dyrektywie 2010/31/UE (Dyrektywa 2010/31/UE) pewne przepisy dotyczące charakterystyki energetycznej budynków oraz w Dyrektywie 2012/27/UE (Dyrektywa 2012/27/UE) – przepisy w sprawie efektywności energetycznej.

Unia energetyczna i ramy polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 r. ustanawiają zobowiązania UE do:

- dalszej redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40% do 2030 r. w porównaniu z 1990 r.,
- zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii,
- uzyskania oszczędności energii zgodnie z poziomem ambicji i strategii Unii,
- wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności i zrównoważonego rozwoju Europy.

Realizacja tych celów wymaga przeglądu kluczowych zasad efektywności energetycznej (Dyrektywa 2012/27/UE) oraz przepisów dotyczących charakterystyki energetycznej budynków (Dyrektywa 2010/31/UE).

Nowy pakiet dyrektyw wzmacnia i upraszcza szereg aspektów związanych z efektywnością energetyczną budynków.

Przepisy dotyczące długoterminowych strategii renowacji ustanowione w dyrektywie 2012/27/UE zostały przeniesione do dyrektywy 2010/31/UE, z którą są bardziej spójne. Podkreślono, że państwa członkowskie powinny mieć możliwość wykorzystania swoich długoterminowych strategii renowacji, aby zająć się bezpieczeństwem przeciwpożarowym i ryzykiem związanym z intensywną aktywnością sejsmiczną. Mechanizmy i zachęty finansowe oraz mobilizowanie instytucji finansowych na rzecz renowacji zwiększających efektywność energetyczną budynków powinny zajmować centralne miejsce w krajowych długoterminowych strategiach renowacji, a państwa członkowskie powinny je aktywnie promować. Aby osiągnąć cele polityki w zakresie efektywności energetycznej budynków, państwa członkowskie powinny poprawić przejrzystość świadectw charakterystyki energetycznej poprzez zapewnienie, aby wszystkie parametry niezbędne do obliczeń, zarówno w odniesieniu do certyfikacji, jak i do minimalnych wymagań dotyczących charakterystyki energetycznej, były określone i stosowane jednolicie.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Tekst mający znaczenie dla EOG)

Dyrektywa ta (Dyrektywa 2018/2002/UE) zmienia pewne zapisy w Dyrektywie 2012/27/UE, dotyczące efektywności energetycznej. Ograniczenie zapotrzebowania jest jednym z pięciu wymiarów strategii na rzecz unii energetycznej, ustanowionej w komuni-

kacie Komisji z dnia 25 lutego 2015 r. zatytułowanym: *Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej*, opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu (Komunikat 2015/80). Poprawa efektywności energetycznej w całym łańcuchu energetycznym, w tym podczas wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i końcowego zużycia energii:

- będzie korzystna dla środowiska przyrodniczego,
- spowoduje poprawę jakości powietrza i stanu zdrowia w społeczeństwie,
- przyczyni się do redukcji emisji gazów cieplarnianych i poprawę bezpieczeństwa energetycznego przez zmniejszenie zależności od importu energii spoza Unii,
- obniży koszty energii dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw,
- pomoże w łagodzeniu ubóstwa energetycznego i doprowadzi do większej konkurencyjności, wzrostu zatrudnienia i ożywienia całej gospodarki,
- przyczyni się do podniesienia jakości życia obywateli.

Jest to zgodne z unijnymi zobowiązaniami podjętymi w ramach unii energetycznej i światowych działań na rzecz klimatu określonych w Porozumieniu paryskim z 2015 r. (Decyzja 2016/1841), w którym zobowiązano się do utrzymania wzrostu średniej temperatury globalnej znacznie poniżej 2°C w stosunku do poziomu sprzed epoki przemysłowej i do podejmowania wysiłków prowadzących do ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5°C powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej.

Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE (Dyrektywa 2012/27/UE) uznano za element realizacji zadań unii energetycznej, w ramach której efektywność energetyczna jest traktowana jako pełnoprawne źródło energii. Efektywność energetyczną uznano za kluczowy element i jedno z głównych kryteriów przyszłych decyzji inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii. Należy dążyć do poprawy efektywności energetycznej w każdym przypadku, gdy jest to bardziej opłacalne niż równoważne rozwiązania po stronie podaży.

Konieczność osiągnięcia przez Unię celów w zakresie efektywności energetycznej na poziomie unijnym, wyrażonych w postaci zużycia energii pierwotnej lub końcowej, powinna zostać jasno określona w postaci celu wynoszącego co najmniej 32,5% na 2030 r.

Jednak osiągnięcie ambitnego celu w zakresie efektywności energetycznej wymaga usunięcia barier w celu ułatwienia inwestycji w środki w zakresie efektywności energetycznej.

Prognozy opracowane w 2007 r. przewidywały na 2030 r. zużycie energii pierwotnej w wysokości 1887 Mtoe oraz energii końcowej – 1416 Mtoe. Ustawienie celu na poziomie 32,5% daje wyniki na rok 2030, odpowiednio: 1273 Mtoe oraz 956 Mtoe. Oznacza to, że w porównaniu z poziomami z 2005 r. zużycie energii pierwotnej należy zmniejszyć w Unii o 26%, a zużycie energii końcowej – o 20%. Państwa członkowskie zostały zobowiązane do określenia swoich orientacyjnych krajowych wkładów w zakresie efektywności energetycznej, biorąc pod uwagę fakt, że unijne zużycie energii do 2030 r. nie może być większe niż 1273 Mtoe energii pierwotnej lub 956 Mtoe energii końcowej.

1.2. Krajowe plany działań dotyczące efektywności energetycznej

Krajowe Plany działań dotyczące efektywności energetycznej są opracowywane w związku z obowiązkiem przekazywania do Komisji Europejskiej sprawozdań na podstawie dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych (Dyrektywa 2010/30/UE) oraz dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (Dyrektywa 2012/27/UE). Dotychczas zostały opracowane cztery krajowe plany.

Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej (Pierwszy) (KPD 2007)

Zawiera wyliczenia celu pośredniego w zakresie oszczędnego gospodarowania energią na 2009 r. oraz celu indykatywnego w zakresie oszczędnego gospodarowania energią w 2016 roku, jak również wykaz programów poprawy efektywności energetycznej, usług energetycznych oraz innych środków służących poprawie efektywności energetycznej w podziale na sektory końcowego wykorzystania energii pomocnych w realizacji tych celów.

Drugi Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej (KPD 2011)

Zawiera opis planowanych środków poprawy efektywności energetycznej ukierunkowanych na końcowe wykorzystanie energii w poszczególnych sektorach gospodarki, jak również informację o postępie w realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią i podjętych działaniach mających na celu usunięcie przeszkód w realizacji tego celu. Cel ten wyznacza uzyskanie do 2016 roku oszczędności energii finalnej, w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku (tj. 53 452 GWh oszczędności energii do 2016 roku).

Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014 (Trzeci) (KPD 2014)

Zawiera opis planowanych środków poprawy efektywności energetycznej określających działania mające na celu poprawę efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki, niezbędnych dla realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią na 2016 r., a także środków służących osiągnięciu ogólnego celu w zakresie efektywności energetycznej, rozumianego jako uzyskanie 20% oszczędności w zużyciu energii pierwotnej w Unii Europejskiej do 2020 r.

Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017 (Czwarty) (KPD 2017)

Krajowy plan działań zawiera opis środków poprawy efektywności energetycznej w podziale na sektory końcowego wykorzystania energii oraz obliczenia dotyczące oszczędności energii finalnej uzyskanej w latach 2008–2015, zgodnie z wymaganiami dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii

i usług energetycznych (Dyrektywa 2006/32/WE) oraz planowanych do uzyskania w 2020 r. w związku z implementacją dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (Dyrektywa 2012/27/UE).

Krajowy plan działań zawiera zaktualizowany opis:

- środków poprawy efektywności energetycznej określających działania mające na celu poprawę efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki, przyjętych w związku z realizacją krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią na 2016 rok,
- dodatkowych środków służących osiągnięciu ogólnego celu w zakresie efektywności energetycznej rozumianego jako uzyskanie 20% oszczędności w zużyciu energii pierwotnej w Unii Europejskiej do 2020 r.

Został w nim ustalony krajowy cel efektywności energetycznej na 2020 r. Jest on rozumiany jako osiągnięcie w latach 2010–2020 ograniczenia zużycia energii pierwotnej o 13,6 Mtoe, co w konsekwencji oznacza także wzrost efektywności energetycznej gospodarki krajowej.

Cele efektywności energetycznej na 2020 r., zgodnie z dyrektywą o efektywności energetycznej (Dyrektywa 2012/27/UE), dotyczą:

- ograniczenia zużycia energii pierwotnej w latach 2010–2020: 13,6 Mtoe,
- zużycia energii finalnej w wartościach bezwzględnych: 71,6 Mtoe,
- zużycia energii pierwotnej w wartościach bezwzględnych: 96,4 Mtoe.

Dane dotyczące wielkości oszczędności energii pierwotnej w 2016 r. oraz prognozę na koniec 2020 r. obliczono metodą *bottom-up* (od szczegółu do ogółu), a oszczędności energii finalnej – metodą *top-down* (od ogółu do szczegółu). Kształtują się one następująco:

- oszczędność energii pierwotnej, Mtoe: 2016 r. – 6,46; prognoza 2020 r. – 11,97,
- oszczędność energii finalnej, Mtoe: 2016 r. – 4,10; prognoza 2020 r. – 7,51.

Określono następujące środki poprawy efektywności energetycznej:

- środki horyzontalne, system zobowiązujący do efektywności energetycznej (białe certyfikaty), audyty energetyczne i systemy zarządzania energią (art. 8 dyrektywy 2012/27/UE), liczniki energii i rozliczenia (art. 9–11 dyrektywy 2012/27/UE), programy informowania odbiorców i doradztwo (art. 12 i 17 dyrektywy 2012/27/UE), systemy kwalifikacji, akredytacji i certyfikacji (art. 16 dyrektywy 2012/27/UE), rynek dla usług energetycznych (art. 18 dyrektywy 2012/27/UE);
- środki w zakresie efektywności energetycznej budynków (strategia renowacji budynków (art. 4 dyrektywy 2012/27/UE), dodatkowe środki odnoszące się do efektywności energetycznej budynków);
- środki efektywności energetycznej w instytucjach publicznych (budynki instytucji rządowych (art. 5 dyrektywy 2012/27/UE), budynki instytucji publicznych (art. 5 ust. 7 dyrektywy 2012/27/UE);
- środki efektywności energetycznej w przemyśle i MŚP;
- środki efektywności energetycznej w transporcie;
- efektywność wytwarzania i dostaw energii (art. 14 dyrektywy 2012/27/UE) (kompleksowa ocena potencjału, środki efektywności energetycznej w zakresie wytwarzania i dostaw energii).

KPD z 2017 roku zawiera również załączniki:

- nr 1: Sprawozdanie roczne dotyczące zużycia energii w 2015 r. w zakresie zgodnym z częścią 1 załącznika XIV dyrektywy 2012/27/UE,
- nr 2: Obliczenia oszczędności energii finalnej metodą top-down, obliczenia oszczędności energii finalnej metodą bottom-up,
- nr 3: Wspieranie inwestycji w modernizację budynków.

Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK 2019)

Dokument ten (KPEiK 2019) został przygotowany w oparciu o krajowe strategie rozwoju: Strategia zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 roku (Uchwała 105/2019); Polityka ekologiczna Państwa 2030 (Uchwała 67/2019); Strategia zrównoważonego rozwoju wsi, rolnictwa i rybactwa 2030 (Uchwała 123/2019) oraz z uwzględnieniem projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 r., jak również z uwzględnieniem wniosków z uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych, a także wniosków z konsultacji regionalnych oraz rekomendacji Komisji Europejskiej COM(2019) 4421 z dnia 18 czerwca 2019 r. (Zalecenie 2019).

KPEiK składa się z trzech części:

- strategicznej: *Założenia i cele oraz polityki i działania*; w tej części wskazane są priorytety działań na rzecz 5 wymiarów unii energetycznej: bezpieczeństwa energetycznego, wewnętrznego rynku energii, efektywności energetycznej, obniżenia emisyjności oraz badań naukowych, innowacji i konkurencyjności, w tym między innymi cele na 2030 r., stanowiące krajowy wkład do realizacji unijnych celów klimatyczno-energetycznych,
- analitycznej – załącznik 1: *Obecna sytuacja i prognozy przy istniejących politykach i środkach*, stanowi to tzw. Scenariusz Odniesienia (ODN), a więc bez wdrożonych działań przewidzianych w KPEiK,
- analitycznej – załącznik 2: *Ocena skutków planowanych polityk i środków*, stanowi to tzw. Scenariusz Polityki Klimatyczno-Energetycznej (PEK), zawierający analizę skutków wdrożenia działań przewidzianych w KPEiK.

Dokument KPEiK na lata 2021–2030 wyznacza następujące cele:

- redukcję emisji gazów cieplarnianych w sektorach nie objętych systemem ETS (*Emissions Trading System*) o 7% w porównaniu do poziomu w 2005 roku,
- udział odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii brutto na poziomie 21–23% przy uwzględnieniu 14% udziału OZE w transporcie oraz rocznego wzrostu udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,1% punktu procentowego średniorocznie; cel 23% będzie możliwy do osiągnięcia wówczas, gdy Polska otrzyma dodatkowe środki unijne, w tym przeznaczone na sprawiedliwą transformację,
- wzrost efektywności energetycznej o 23% w porównaniu z prognozami PRIMES 2007 (Primes 2007),
- redukcję do 56–60% udziału węgla w produkcji energii elektrycznej.

W przypadku modyfikacji celów lub strategicznych kierunków zawartych w krajowych i unijnych dokumentach dotyczących średnio- i długoterminowej polityki klimatyczno-

-energetycznej (cele 2030, 2050), KPEiK zostanie odpowiednio dostosowany, jeżeli zaistnieje taka konieczność.

1.3. Krajowe akty prawne

Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2012 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. (MP z dnia 11 stycznia 2013 r., poz. 15)

W obwieszczeniu (Obwieszczenie MG 2012) przedstawiono szczegółowy wykaz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie:

- izolacji instalacji przemysłowych,
- przebudowy lub remontu budynków, w tym przedsięwzięć termomodernizacyjnych i remontowych,
- modernizacji lub wymiany urządzeń przeznaczonych do użytku domowego, oświetlenia wewnętrznego i urządzeń potrzeb własnych,
- urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych,
- lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła,
- odzysku energii w procesach przemysłowych, w tym instalacji lub modernizacji układów;
- odzysku ciepła z urządzeń i procesów przemysłowych; systemu „free cooling”; turbin;
- przetwarzania ciepła odzyskiwanego z procesów przemysłowych na energię elektryczną;
- przetwarzania gazów odpadowych z procesów przemysłowych,
- ograniczenia strat: związanych z poborem energii biernej przez różnego rodzaju odbiorniki energii elektrycznej, sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, na transformacji w transformatorach, w sieciach ciepłowniczych,
- zastąpienia nieskończenie energetycznie lokalnych i indywidualnych źródeł ciepła źródłami charakteryzującymi się wyższą efektywnością energetyczną, w tym odnawialnymi źródłami energii,
- zastąpienia nieskończenie energetycznie lokalnych i indywidualnych sposobów przygotowania ciepłej wody użytkowej sposobami charakteryzującymi się wyższą efektywnością energetyczną,
- budowy przyłącza ciepłowniczego albo modernizacji węzła cieplnego w celu zastąpienia ciepła z nieskończenie energetycznie lokalnych lub indywidualnych źródeł ciepła ciepłem z sieci ciepłowniczego wytworzonym z odnawialnych źródeł energii, w kogeneracji lub ciepłem odpadowym z instalacji przemysłowych,
- modernizacji instalacji wytwarzania chłodu z wykorzystaniem ciepła pochodzącego z sieci ciepłowniczego zasilanej ciepłem wytworzonym z odnawialnych źródeł energii.

Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 23 listopada 2016 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. (MP z dnia 12 grudnia 2016 r., poz. 1184)

Wykaz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej obejmuje następujące działania służące poprawie efektywności energetycznej w zakresie (Obwieszczenie ME 2016):

- izolacji instalacji przemysłowych,
- przebudowy lub remontu budynku wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi, w tym przedsięwzięcia termomodernizacyjne i remontowe w rozumieniu ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Raport 2020; Ustawa 2016a; Ustawa 2018a),
- modernizacji lub wymiany,
- odzyskiwania energii, w tym odzyskiwania energii w procesach przemysłowych, w tym poprzez instalację lub modernizację,
- ograniczeń strat, polegające na:
 - zastąpieniu niskoefektywnych energetycznie lokalnych i indywidualnych źródeł ciepła wykorzystujących paliwa lub energię elektryczną źródłami charakteryzującymi się wyższą efektywnością energetyczną,
 - zastąpieniu niskoefektywnych energetycznie lokalnych i indywidualnych sposobów przygotowania ciepłej wody użytkowej sposobami charakteryzującymi się wyższą efektywnością energetyczną,
 - budowie przyłącza do sieci ciepłowniczej oraz zakupie albo modernizacji wężła cieplnego w celu zastąpienia ciepła z niskoefektywnych energetycznie lokalnych lub indywidualnych źródeł ciepła ciepłem z sieci ciepłowniczej wytworzonym w instalacjach odnawialnego źródła energii, w wysokosprawnej kogeneracji lub będącym ciepłem odpadowym z instalacji przemysłowych, modernizacji instalacji wytwarzania chłodu z wykorzystaniem ciepła pochodzącego z sieci ciepłowniczej zasilanej ciepłem wytworzonym w instalacjach odnawialnego źródła energii, w wysokosprawnej kogeneracji lub ciepłem odpadowym z instalacji przemysłowych.

Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 5 października 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii. (Dz.U. z dnia 13 października 2017 r., poz. 1912)

Dokument ten określa (Rozporządzenie ME 2017):

- szczegółowy zakres i sposób sporządzania audytu efektywności energetycznej,
- wzór karty audytu,
- szczegółowy sposób i tryb wyrywkowej weryfikacji audytu, o której mowa w art. 26, ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,
- dane i metody, które mogą być wykorzystywane przy określaniu i weryfikacji uzyskanych oszczędności energii,

- sposób sporządzania oceny efektywności energetycznej dostarczania ciepła,
- współczynniki sprawności procesów przetwarzania energii pierwotnej w energię finalną,
- sposób przeliczania jednostek energii na porównywalne jednostki.

Rozporządzenie obejmuje następujące załączniki:

- nr 1: Przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, dla których audyt efektywności energetycznej może być sporządzony w sposób uproszczony,
- nr 2: Dane i metody wykorzystywane przy określaniu i weryfikacji oszczędności energii, dane wykorzystywane do określania i weryfikacji ilości energii zaoszczędzonej w wyniku realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej,
- nr 3: Wzór karty audytu efektywności energetycznej,
- nr 4: Sposób wyznaczania procentowego udziału ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w kogeneracji lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych oraz wskaźników nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej,
- nr 5: Współczynniki przeliczeniowe dla jednostek energii.

1.4. Polityka energetyczna Polski do 2040 r.

1.4.1. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – projekt

Zwiększanie efektywności energetycznej zostało przewidziane w ramach realizacji wszystkich działań wskazanych w kierunkach projektu Polityki Energetycznej Polski (ME 2019). Poprawa efektywności energetycznej ma w nim charakter horyzontalny. Dokument został poddany konsultacjom społecznym i chociaż nie został ostatecznie przyjęty, to warto zwrócić uwagę na jego ówczesne podejście do problematyki poprawy efektywności.

Efektywność energetyczna jest jednym z trzech priorytetowych obszarów polityki klimatyczno-energetycznej UE, która w perspektywie 2020 r. zobowiązała się do jej zwiększenia, ustalając jako wskaźnik zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20% w porównaniu z prognozami z 2007 r. Polski wkład w realizację tego celu oznacza osiągnięcie w latach 2010–2020 ograniczenia zużycia energii pierwotnej o 13,6 Mtoe, co w odniesieniu do wartości prognozy na 2020 r. z 2007 roku oznacza zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 12,4%.

W 2014 r. Unia Europejska utrzymała priorytetowe znaczenie efektywności energetycznej, zobowiązując się do 27% oszczędności energii w stosunku do prognoz, a w 2018 r. cel (indykatywny) został podwyższony do 32,5% na poziomie całej UE. Polska zamierza kontynuować kierunek wzrostu efektywności energetycznej gospodarki i deklaruje krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. na poziomie 23% w odniesieniu do prognoz zużycia energii pierwotnej z 2007 r.

Potencjał poprawy efektywności energetycznej tkwi w całej gospodarce. W podanych sektorach gospodarki wskazano obszary, w których działania mogą przynieść korzyści:

- sektor energetyczny – wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła, sektor gazowy oraz paliwowy – poprawa sprawności istniejących źródeł konwencjonalnych; poprawa sprawności przesyłu i dystrybucji; magazynowanie; wykorzystanie inteligentnych rozwiązań; zwiększenie produkcji z rozproszonych źródeł energii; zwiększenie produkcji systemowej OZE,
- gospodarstwa domowe – termomodernizacja budynków (ocieplenie przegród budowlanych, wymiana, modernizacja systemów CO/CWU), odzysk ciepła z wentylacji (rekuperacja) oraz zastosowanie energooszczędnego oświetlenia i sprzętu RTV/AGD,
- usługi – termomodernizacja budynków (kompleksowa termomodernizacja a następnie wprowadzenie rekuperacji); modernizacja opraw oświetleniowych lub źródeł światła, wymiana sprzętu IT, oświetlenia placów i ulic,
- przemysł – udoskonalenie energochłonnych procesów produkcji (dotyczy to zwłaszcza produktów energochłonnych, tj. stal, papier i cement),
- transport – popularyzacja elektromobilności (zysk wynika z blisko trzykrotnie wyższej sprawności elektrycznych układów napędowych niż w silnikach konwencjonalnych), zwiększenie udziału transportu zbiorowego w transporcie pasażerów.

Działania odgórne na rzecz poprawy efektywności energetycznej obejmują bezpośrednio lub pośrednio całą gospodarkę. Wyróżnić należy w szczególności poniższe obszary:

- ekoprojektowanie – dla zmniejszania oddziaływania na środowisko, w tym redukcji zużycia energii, ustanawiane są wymagania dla projektowania produktów, w tym urządzeń do użytku domowego oraz stosowanych w sektorach usług i przemysłu;
- redukcja zużycia energii w budynkach – obok trwającej powszechnej termomodernizacji budynków w opracowaniu jest długoterminowa strategia renowacji krajowych zasobów budynków mieszkalnych i niemieskalnych. To wyzwanie wymaga wdrażania szeregu innowacyjnych rozwiązań w zakresie zastosowania odpowiednich materiałów, dostosowania grubości przegród w budynkach, systemu wentylacji, ogrzewania i oświetlenia;
- etykietowanie energetyczne – ma na celu oddziaływanie na świadomość konsumentów dotyczącą rzeczywistego zużycia energii przez produkty oraz ma wpływać na podejmowane przez nich decyzje dotyczące energooszczędnych i przyjaznych środowisku zakupów;
- audyty energetyczne – każdy „duży” przedsiębiorca jest zobowiązany do przeprowadzania co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa. Taki przegląd obejmuje zużycie energii w budynkach, instalacjach, urządzeniach oraz w transporcie. Obowiązek ten ma na celu uświadomienie przedsiębiorcom potencjału działań proefektywnościowych, które powinny przełożyć się na zmniejszenie przez nich kosztów energii.

Na uwagę zasługuje także zapewnienie wzorcowej roli sektora publicznego w zakresie poprawy efektywności energetycznej w całym okresie objętym tym projektem. Działania proefektywnościowe mogą mieć szeroki zakres – od termomodernizacji, przez nabywanie

urządzeń, pojazdów i świadczenie usług o niskim zużyciu energii (tzw. zielone zamówienia publiczne), po wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, czy systemu zarządzania energią.

Dodatkowym mechanizmem, który wprowadzono dla uzyskania oszczędności energii, jest system zobowiązujący określoną grupę podmiotów gospodarczych (w tym przedsiębiorstw energetycznych) do realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej lub zakupu świadectw efektywności energetycznej – *białe certyfikaty*. System będzie obowiązywał do 2030 r. z możliwością jego przedłużenia.

Wszystkim tym poczynaniom musi towarzyszyć poprawa wiedzy o racjonalnym zużyciu energii poprzez różnorodne działania edukacyjne: racjonalna gospodarka ciepła, efektywne spalanie paliw, wykorzystanie energooszczędnego oświetlenia oraz sprzętu RTV/AGD, sposoby i skutki termomodernizacji oraz doradztwo energetyczne na poziomie lokalnym, jak również kampanie promujące oszczędzanie energii, w tym audyty energetyczne oraz inne różnorodne działania edukacyjne.

W celu ograniczenia emisji indywidualnej należy:

- zrationalizować potrzeby ciepłe gospodarstw domowych przez termomodernizację budynków (ocieplenie, wymiana stolarki drzwiowej i okiennej, wzrost świadomości),
- zapewnić efektywne i ekologiczne źródła ciepła; dla działań w tym zakresie ogromną rolę odegrają środki przeznaczone na program Czyste powietrze oraz Fundusz Termomodernizacji i Remontów.

Wdrożenie elektromobilności oraz szeregu działań zaplanowanych dla paliw alternatywnych będzie miało wpływ na zmniejszenie emisji komunikacyjnej. Istotne znaczenie będą mieć także zmiany systemowe w transporcie tj. popularyzacja niskoemisyjnego transportu zbiorowego, car-sharingu, czy rekuperacji energii z pojazdów elektrycznych zasilanych z sieci trakcyjnej (m.in. kolejowych, tramwajowych, metra).

1.4.2. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – 2021 r. – Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Warszawa 2021

Polityka energetyczna Polski (PEP 2040) stała się obowiązującym dokumentem rządowym po wielu latach oczekiwania i wielu wcześniejszych projektach dopiero w 2021 roku. Obejmuje ona osiem celów szczegółowych, w tym jeden dotyczący poprawy efektywności energetycznej (Obwieszczenie MKiŚ 2021):

- optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych,
- rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej,
- dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych,
- rozwój rynków energii,
- wdrożenie energetyki jądrowej,
- rozwój odnawialnych źródeł energii,

- rozwój ciepłownictwa i kogeneracji,
- poprawa efektywności energetycznej.

Poprawa efektywności energetycznej ma charakter horyzontalny i jest działaniem wieloobszarowym, przynoszącym efekty we wszystkich sektorach gospodarki i społeczeństwu. Cel ten wpisuje się w dwa filary PEP 2040:

- sprawiedliwa transformacja – w obszarze efektywności energetycznej znaczenie indywidualnych działań prowadzonych oddolnie jest najbardziej dostrzegalne,
- dobra jakość powietrza – poprawa efektywności energetycznej wpływa na jakość zdrowia i komfort życia człowieka, między innymi poprzez działania zmierzające do likwidacji niskiej emisji, spowodowanej wykorzystaniem słabej jakości paliw do ogrzewania budynków mieszkalnych.

W odniesieniu do celów klimatyczno-energetycznych na 2030 r. UE utrzymała priorytetowe znaczenie efektywności energetycznej, zobowiązując się do 32,5% oszczędności (cel indykatywny) w stosunku do prognoz, przy zróżnicowanych wkładach poszczególnych państw członkowskich.

Polska deklaruje cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. na poziomie 23% w odniesieniu do prognoz zużycia energii pierwotnej, opracowanych przez Komisję Europejską w 2007 roku (118,6 Mtoe), co odpowiada zużyciu energii pierwotnej na poziomie 91,3 Mtoe w 2030 r. (PRIMES 2007). Zgodnie z dyrektywą o efektywności energetycznej w każdym roku okresu 2021–2030 Polska uzyska nowe oszczędności na poziomie co najmniej 0,8% rocznego zużycia energii końcowej, uśrednionego dla ostatnich 3 lat przed dniem 1 stycznia 2019 r. (średnia 69 741 ktoe).

Istotne korzyści związane z poprawą efektywności energetycznej występują w: sektorze energetycznym, gospodarstwach domowych, usługach, przemyśle i transporcie. Wszystkim tym działaniom musi towarzyszyć działania promujące oszczędzanie energii, w tym audyty energetyczne.

W celu skutecznej realizacji efektywności energetycznej przez wszystkie państwa członkowskie UE, ustanowione zostały normy prawne dotyczące następujących obszarów: redukcja zużycia energii w budynkach, ekoprojekt, etykietowanie energetyczne, audyty energetyczne.

1.5. Podstawowe dokumenty i regulacje prawne krajowej polityki efektywności energetycznej

1.5.1. Efektywność energetyczna według prawa energetycznego

Ustawa Prawo energetyczne w wersji obowiązującej od lipca 2021 roku określa (art. 1) (Ustawa 1997):

- zasady kształtowania polityki energetycznej państwa,
- zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła,

- zasady działalności przedsiębiorstw energetycznych,
- organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią,
- tworzenie warunków do: zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii,
- warunki wykonywania i kontrolowania działalności polegającej na przesyłaniu dwutlenku węgla w celu jego podziemnego składowania w celu przeprowadzenia projektu demonstracyjnego wychwytu i składowania dwutlenku węgla w rozumieniu art. 1, ust. 3 ustawy Prawo geologiczne i górnicze (Ustawa 2011b).

Poniżej omówiono artykuły z Prawa energetycznego dotyczące efektywności energetycznej.

Artykuł 5, ustęp 6c

Sprzedawca energii elektrycznej jest zobowiązany do przekazania informacji swojemu odbiorcy na temat: ilości zużytej przez niego energii elektrycznej w poprzednim roku, miejscu dostępności informacji o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej odbiorców, środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Ustawa 2016b) i efektywnych energetycznie urządzeniach technicznych.

Artykuł 7b, ustęp 1

Podmiot posiadający tytuł prawny do korzystania z obiektu, który nie jest przyłączony do sieci ciepłowniczej lub wyposażony w indywidualne źródło ciepła, zlokalizowany na terenie, na którym istnieją techniczne warunki dostarczania ciepła z systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, zapewnia efektywne energetycznie wykorzystanie lokalnych zasobów paliw i energii przez przyłączenie obiektu do sieci ciepłowniczej, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci ciepłowniczej i dostarczania ciepła do tego obiektu z sieci ciepłowniczej.

Artykuł 7b, ustęp 4

Efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy to system, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:

- 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub
- 50% ciepło odpadowe, lub
- 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
- 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa powyżej.

Artykuł 9, ustęp 4, punkt 15

Minister właściwy do spraw energii w drodze rozporządzenia określi szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności zakres i sposób informowania odbiorcy przez sprzedawcę o ilości zużytej przez tego odbiorcę energii elektrycznej w poprzednim roku oraz sposób informowania o miejscu, w którym są dostępne informacje o przykładowym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej odbiorców, środkach poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy, o której mowa w art. 5, ust. 6c, i charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń.

Artykuł 13

Artykuł ten jednoznacznie określa cel polityki energetycznej państwa: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska.

Artykuł 16a, ustęp 5, punkt 4

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określając w dokumentacji przetargowej kryteria oceny ofert oraz dokonując wyboru oferty na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tę energię, kieruje się (między innymi) efektywnością energetyczną i ekonomiczną przedsięwzięcia.

Artykuł 18, ustęp 1, punkt 5

Do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy między innymi także ocena potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy.

Artykuł 20, ustęp 2, punkt 1b

Projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, powinien zawierać między innymi również propozycje stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu art. 6, ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej.

Artykuł 20, ustęp 2, punkt 4

Projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, powinien zawierać ocenę potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy.

Artykuł 23, ustęp 2, punkt 15

Do zakresu działania Prezesa URE należy między innymi ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych.

Artykuł 23, ustęp 2, punkt 17

Do zakresu działania Prezesa URE należy również publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii.

Artykuł 46, ustęp 1

Artykuł ten zobowiązuje ministra właściwego do spraw energii (po zasięgnięciu opinii Prezesa URE) do wydania odpowiedniego rozporządzenia i określenia w nim szczegółowych zasad: kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych, rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, przy uwzględnieniu: polityki energetycznej państwa, zapewnieniu pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawy efektywności dostarczania i wykorzystywania paliw gazowych, równoprawnego traktowania odbiorców, eliminowania subsydiowania skrośnego oraz przejrzystości cen i stawek opłat.

Artykuł 46, ustęp 2, punkt 4

Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, powinno określać w szczególności sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności i zmiany warunków działalności wykonywanej przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Artykuł 46, ustęp 3

Artykuł ten zobowiązuje ministra właściwego do spraw energii (po zasięgnięciu opinii Prezesa URE) do wydania odpowiedniego rozporządzenia i określenia w nim szczegółowych zasad: kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej, rozliczeń w obrocie energią elektryczną, przy uwzględnieniu: polityki energetycznej państwa, zapewnieniu pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawy efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, równoprawnego traktowania odbiorców, eliminowania subsydiowania skrośnego oraz przejrzystości cen i stawek opłat oraz potrzebę rozwoju drogowego elektrycznego transportu publicznego.

Artykuł 46, ustęp 4, punkt 6

Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 3, powinno określać w szczególności sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności i zmiany warunków działalności wykonywanej przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Artykuł 46, ustęp 5

Artykuł ten zobowiązuje ministra właściwego do spraw energii (po zasięgnięciu opinii Prezesa URE) do wydania odpowiedniego rozporządzenia i określenia w nim szczegółowych zasad: kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła, rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, przy uwzględnieniu: polityki energetycznej państwa, zapewnieniu pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochrony

interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawy efektywności dostarczania i wykorzystywania ciepła, równoprawnego traktowania odbiorców, eliminowania subsydiowania skrośnego oraz przejrzystości cen i stawek opłat.

Artykuł 46, ustęp 6, punkt 7

Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 5, powinno określać w szczególności sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności i zmiany warunków działalności wykonywanej przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Artykuł 52, ustęp 1

Producenci i importerzy urządzeń, w tym urządzeń wykorzystujących energię z odnawialnych źródeł energii są zobowiązani do określenia w dokumentacji technicznej wielkości zużycia paliw i energii, odniesioną do uzyskiwanej wielkości efektu użytkowego urządzenia w typowych warunkach użytkowania, zwaną dalej „efektywnością energetyczną”.

Artykuł 52, ustęp 1a

Dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii biomasę, dokumentacja, o której mowa w ustępie 1, wskazuje, czy w przypadku ich zastosowania w samodzielnych lokalach mieszkalnych lub lokalach o innym przeznaczeniu, zapewni sprawność przemiany energetycznej wynoszącą co najmniej 85%, a w przypadku zastosowania ich w instalacjach przemysłowych co najmniej 70%.

Artykuł 52, ustęp 2, punkt 1

Producenci i importerzy urządzeń wprowadzanych do obrotu są zobowiązani do informacji na etykiecie i w charakterystyce technicznej o efektywności energetycznej urządzeń, a w przypadku urządzeń, o których mowa w ustępie 1a, o sprawności przemiany energetycznej wynoszącej co najmniej 85% w przypadku ich zastosowania w samodzielnych lokalach mieszkalnych lub lokalach o innym przeznaczeniu (w rozumieniu ustawy, o której mowa w artykule 51, ustęp 2), a w przypadku zastosowania ich w instalacjach przemysłowych co najmniej 70%.

Artykuł 52, ustęp 2, punkt 2

Producenci i importerzy urządzeń wprowadzanych do obrotu są zobowiązani do umieszczenia oznaczenia ekologicznego na pompach ciepła zasilanych elektrycznie lub gazowo, na absorpcyjnych pompach ciepła oraz na urządzeniach i instalacjach wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła energię promieniowania słonecznego.

Artykuł 52, ustęp 2, punkt 3

Producenci i importerzy urządzeń wprowadzanych do obrotu są zobowiązani do zapewnienia w dokumentacji technicznej urządzeń i systemów wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii spełnienia wymagań wynikających z europejskich norm w zakresie oznaczeń ekologicznych i etykiet, o których mowa w punkcie 2, oraz z innych systemów

referencji technicznych ustanowionych przez europejskie organy normalizacji, w celu skorzystania z uprawnień, o których mowa w artykule 9e, ustęp 3 i artykule 9o, ustęp 3.

Artykuł 52, ustęp 4

Minister właściwy do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, wymagania w zakresie efektywności energetycznej, jakie powinny spełniać urządzenia, o których mowa w ustępie 1, uwzględniając konieczność ochrony interesów odbiorców końcowych.

Artykuł 52, ustęp 5, punkt 1 i 2

Minister właściwy do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia:

- wymagania dotyczące dokumentacji technicznej, o której mowa w ustępie 1, oraz stosowania etykiet i charakterystyk technicznych, o których mowa w ustępie 2, punkt 1,
- wzory etykiet, o których mowa w ustępie 2, punkt 1 – uwzględniając konieczność zapewnienia efektywnego użytkowania urządzeń poprzez powszechny dostęp do informacji o efektywności energetycznej tych urządzeń.

Artykuł 52, ustęp 6

Minister właściwy do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, wymagania dotyczące oznaczenia ekologicznego, o którym mowa w ustępie 2, punkt 2, uwzględniając konieczność zapewnienia efektywnego użytkowania urządzeń poprzez powszechny dostęp do informacji o tych urządzeniach.

Artykuł 52a, ustęp 1, punkt 1, 2 i 3

W przypadku, gdy wsparcie finansowe pochodzące ze środków publicznych, w tym środków funduszy Unii Europejskiej, jest przeznaczone na wspieranie rozwoju:

- instalacji wykorzystujących biomasę do wytwarzania energii, to wówczas wsparciem obejmuje się przede wszystkim technologie o sprawności przemiany energetycznej wynoszącej co najmniej 85% w przypadku ich zastosowania w samodzielnych lokalach mieszkalnych lub lokalach o innym przeznaczeniu (w rozumieniu ustawy, o której mowa w artykule 51, ustęp 2, a w przypadku zastosowania ich w instalacjach przemysłowych co najmniej 70%,
- pomp ciepła, to wówczas wsparciem obejmuje się przede wszystkim pompy ciepła spełniające minimalne wymagania dotyczące oznakowania ekologicznego określone w decyzji Komisji 2007/742/WE z dnia 9 listopada 2007 r. określającej kryteria ekologiczne dotyczące przyznawania wspólnotowego oznakowania ekologicznego pompom ciepła zasilanym elektrycznie, gazowo lub absorpcyjnym pompom ciepła (Decyzja 2007/742/WE),
- instalacji wykorzystujących do wytwarzania ciepła energię promieniowania słonecznego, to wsparciem obejmuje się przede wszystkim technologie oparte na normach

europejskich, w tym instalacje podlegające oznakowaniu ekologicznemu, etykietowaniu etykietami energetycznymi.

Artykuł 52a, ustęp 2

Przy ocenie sprawności przemiany energetycznej oraz stosunku mocy wejściowej do mocy wyjściowej instalacji, o których mowa w ustępie 1, zastosowanie mają przede wszystkim procedury obowiązujące w prawie Unii Europejskiej lub prawie międzynarodowym.

1.5.2. Ustawa o efektywności energetycznej

Poniżej omówiono ustawy dotyczące efektywności energetycznej, w kolejności ich powstawania.

Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. Nr 94, poz. 551 z późn. zm.)

W okresie obowiązywania do października 2016 r. ustawa była wielokrotnie zmieniana. Jej ostateczny zakres merytoryczny obejmuje (Ustawa 2011a):

- krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej,
- zasady uzyskania i umorzenia świadectwa efektywności energetycznej,
- zasady sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz uzyskania uprawnień audytora efektywności energetycznej,
- kary pieniężne.

Ustalony został krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią na 2016 r. zakładający osiągnięcie oszczędności w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku, przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001–2005. Oszczędność energii finalnej, oblicza się uwzględniając współczynniki sprawności procesów przetworzenia energii pierwotnej w energię finalną (przepisy wydane na podstawie art. 15).

Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej zawiera w szczególności:

- opis planowanych programów poprawy efektywności energetycznej, jak również przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki,
- analizę i ocenę wykonania krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej za poprzedni okres,
- informacje o postępie w realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, jak również podjętych działaniach mających na celu usunięcie przeszkód w realizacji krajowego celu.

Środkiem poprawy efektywności energetycznej jest:

- umowa, której przedmiotem jest realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej,

- nabycie nowego urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji,
- wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd, albo ich modernizacja,
- nabycie lub wynajęcie efektywnych energetycznie budynków lub ich części albo przebudowa lub remont użytkowanych budynków, w tym realizacja przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w rozumieniu ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Ustawa 2008),
- sporządzenie audytu energetycznego w rozumieniu ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów eksploatowanych budynków – w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r., Prawo budowlane (Ustawa 1994) – o powierzchni użytkowej powyżej 500 m², których jednostka sektora publicznego jest właścicielem lub zarządcą.

Poprawie efektywności energetycznej służą w szczególności następujące rodzaje przedsięwzięć (artykuł 17):

- izolacja instalacji przemysłowych,
- przebudowa lub remont budynków,
- modernizacja: urządzeń przeznaczonych do użytku domowego, oświetlenia, urządzeń potrzeb własnych, urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych, lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła,
- odzysk energii w procesach przemysłowych,
- ograniczenie: przepływów mocy biernej, strat sieciowych w ciągach liniowych, strat w transformatorach,
- stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów energii wytwarzanej we własnych lub przyłączonych do sieci odnawialnych źródłach energii lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych.

Ustawa ta została uchylona 01.10.2016.

Ustawa z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej (Dz.U. z 31 grudnia 2015 r., poz. 2359)

Ustawa ta nie odbiega zasadniczo od ustawy z 2011 roku. Jedynie koryguje obowiązujące wskaźniki efektywności energetycznej z punktu widzenia stanu obecnego.

Ustawa ta wprowadza następujące zmiany w ustawie z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Ustawa 2015):

- w art. 27, ust. 7: prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej, które nie zostaną umorzone przez Prezesa URE do dnia 31 marca 2017 r., wygasają z mocy prawa z dniem 1 kwietnia 2017 r.,
- art. 48 uzyskuje nowe brzmienie (Ustawa obowiązuje do dnia 31 grudnia 2017 r. z wyjątkiem) – podane wyjątki,
- na potrzeby obliczenia ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej, ustala się wskaźnik procentowy za rok 2016 w wysokości 1,5%.

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 16 marca 2021 r., poz. 468 z późn. zm.)

Ustawa ta określa (Ustawa 2016b):

- zasady opracowywania krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej,
- zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej,
- zasady realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii,
- zasady przeprowadzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa.

Ustawa ta wdraża dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dyrektywa 2012/27/UE).

W ustawie zdefiniowano pojęcie efektywności energetycznej jako stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację, albo w wyniku wykonanej usługi niezbędnej do uzyskania tego efektu.

Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej zawiera w szczególności:

- opis planowanych programów zawierających działania w zakresie poprawy efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki,
- określenie krajowego celu w zakresie efektywności energetycznej,
- informacje o osiągniętej oszczędności energii, w tym w przesyłaniu lub w dystrybucji, w dostarczaniu oraz w końcowym zużyciu energii,
- strategię wspierania inwestycji w renowację budynków zawierającą: wyniki dokonanego przeglądu budynków znajdujących się na terytorium kraju, określenie sposobów przebudowy lub remontu budynków, dane szacunkowe o możliwej do uzyskania oszczędności energii w wyniku przebudowy lub remontu budynku.

Środkami poprawy efektywności energetycznej są:

- realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej,
- nabycie urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji,
- wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd, lub ich modernizacja,
- realizacja przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w rozumieniu ustawy (Ustawa 2008) o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Ustawa 2018a),
- wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, o którym mowa w artykule 2, punkt 13 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie dobrowolnego udziału organizacji w systemie ek zarządzania i audytu we Wspólnocie (EMAS) (Rozporządzenie WE 1221/2009).

Poprawie efektywności energetycznej służą następujące rodzaje przedsięwzięć:

- izolacja instalacji przemysłowych,

- przebudowa lub remont budynku wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi,
- modernizacja lub wymiana: oświetlenia, urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych lub w procesach energetycznych lub telekomunikacyjnych lub informatycznych, lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła (w rozumieniu artykułu 2, punkt 6 i 7 ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Ustawa 2008),
- modernizacja lub wymiana urządzeń przeznaczonych do użytku domowego,
- odzyskiwanie energii, w tym odzyskiwanie energii w procesach przemysłowych,
- ograniczenie strat: związanych z poborem energii biernej, sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub gazu ziemnego, na transformacji, w sieciach ciepłowniczych, związanych z systemami zasilania urządzeń telekomunikacyjnych lub informatycznych,
- stosowanie, do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych, o których mowa w ustawie prawo energetyczne (Ustawa 1997).

Białe certyfikaty

Ustawa o efektywności energetycznej z 2011 r. (Ustawa 2011a) wprowadziła system świadectw efektywności energetycznej tzw. białych certyfikatów – mechanizm stymulujący i wymuszający zachowania prooszczędnościowe. Białe certyfikaty, czyli świadectwa efektywności energetycznej, można było otrzymać za działanie, w wyniku którego roczna oszczędność energii jest nie mniejsza niż 10 ton oleju ekwiwalentnego (toe) lub też za grupę działań tego samego rodzaju, których łączny efekt przekracza 10 toe. Katalog inwestycji prooszczędnościowych został ogłoszony w drodze obwieszczenia przez Ministra Gospodarki (Obwieszczenie MG 2012).

Przedsiębiorca mógł uzyskać daną liczbę certyfikatów na podstawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej ogłaszanego przez Prezesa URE.

Na przedsiębiorstwa sprzedające energię elektryczną, ciepło lub paliwa gazowe odbiorcom końcowym ustawa ta nakładała obowiązek pozyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki określonej liczby świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej. Do wydawania tych świadectw oraz ich umarzania upoważniony był Prezes URE, a wynikające z nich prawa majątkowe były zbywalne i stanowiły towar giełdowy podlegający obrotowi na Towarowej Giełdzie Energii.

Prezes URE w latach 2012–2016 ogłosił pięć przetargów na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

Ustawa o efektywności energetycznej z 2016 r. (Ustawa 2016b) zmodyfikowała obecny system białych certyfikatów poprzez zobowiązanie podmiotów sprzedających energię elektryczną, ciepło lub paliwa gazowe odbiorcom końcowym do:

- zrealizowania przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego, lub
- uzyskania/zakupu białych certyfikatów, które przedstawią do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

W szczególnych przypadkach obowiązek można rozliczyć opłatą zastępczą, jednak sposób ten został stopniowo wyeliminowany (tylko 30% obowiązku w 2016 r., 20% w 2017 r., 10% w 2018 r.).

Nowe przepisy znoszą obowiązek organizacji przetargu na świadectwa efektywności energetycznej. Aby uzyskać białe certyfikaty należy złożyć do Prezesa URE wniosek o świadectwo efektywności energetycznej wraz z audytem efektywności energetycznej.

Audyt energetyczny

Ustawa o efektywności energetycznej z 2016 r. (Ustawa 2016b) nakłada na dużego przedsiębiorcę (Ustawa 2018b), obowiązek przeprowadzania co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa lub zlecenia jego przeprowadzenia.

Audyt energetyczny ma na celu:

- przeprowadzenie szczegółowych i potwierdzonych obliczeń dotyczących proponowanych przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej,
- dostarczenie informacji o potencjalnych oszczędnościach energii.

Przegląd ten obejmuje zużycie energii w budynkach, instalacjach, urządzeniach oraz w transporcie. Audyt energetyczny przedsiębiorstwa powinien być przeprowadzany przez podmiot niezależny od audytowanego przedsiębiorcy, posiadający wiedzę oraz doświadczenie zawodowe w przeprowadzaniu tego rodzaju audytu.

Ustawa nie doprecyzowuje szczegółowych kryteriów, na podstawie których należy przeprowadzić audyt energetyczny przedsiębiorstwa, zatem pozostawia swobodę przedsiębiorcom, którzy mają elastyczność w doborze sposobu przeprowadzenia audytu energetycznego.

Zwolniony z obowiązku audytu jest przedsiębiorca, który posiada:

- system zarządzania energią określony w Polskiej Normie dotyczącej systemów zarządzania energią, wymagań i zaleceń użytkownika lub
- system zarządzania środowiskowego, o którym mowa w artykule 2, punkt 13 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady UE (Rozporządzenie WE 1221/2009) w sprawie dobrowolnego udziału organizacji w systemie ekozarządzania i audytu we Wspólnocie (EMAS) i jeżeli w ramach tych systemów przeprowadzono audyt energetyczny przedsiębiorstwa.

Zgodnie z przepisami nowej ustawy, przedsiębiorca (Ustawa 2018b) jest zobowiązany do:

- przechowywania, do celów kontrolnych, danych związanych z audytem energetycznym przedsiębiorstwa, przez okres 5 lat,
- do zawiadomienia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) o przeprowadzonym audycie energetycznym, w terminie 30 dni od dnia jego zakończenia,
- dołączenia do wymienionego zawiadomienia informację o możliwych do uzyskania oszczędnościach energii, wynikających z przeprowadzonego audytu energetycznego.

Instrumenty finansowe służące finansowaniu środków poprawy efektywności energetycznej

Zgodnie z artykułem 9, ustęp 3, punkt 2a Ustawy o efektywności energetycznej z 2016 r. (Ustawa 2016b) minister właściwy do spraw klimatu zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej informacje o instrumentach służących finansowaniu środków poprawy efektywności energetycznej oraz sposobie ich pozyskiwania.

Środki finansowe w celu poprawy efektywności energetycznej można pozyskać z:

- Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW):
 - środki przeznaczone na programy ochrony atmosfery w tym poprawę jakości powietrza oraz międzypokoleniowe,
 - środki UE z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 skierowane na poprawę efektywności energetycznej obejmują działania m.in.:
 - promowanie efektywności energetycznej i korzystania z odnawialnych źródeł energii w przedsiębiorstwach,
 - wspieranie efektywności energetycznej w budynkach (budynki użyteczności i sektor mieszkaniowy),
 - efektywną dystrybucję ciepła i chłodu,
 - promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe (sieci ciepłownicze i chłodnicze, źródła wysokosprawnej kogeneracji);
- Banku Gospodarstwa Krajowego (BGK);
- środki krajowe z Funduszu Termomodernizacji i Remontów, który jest instrumentem wspierającym inwestycję termomodernizacyjną;
- Unii Europejskiej – Europejski Fundusz Inwestycji Strategicznych wraz z ustanowionym w jego ramach Planem inwestycyjnym dla Europy (tzw. plan Junckera); instrument wspierający duże inwestycje infrastrukturalne oraz sektor małych i średnich przedsiębiorstw w obszarach takich jak: infrastruktura, edukacja, badania, innowacje, energia odnawialna i efektywność energetyczna;
- Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej pełniące funkcję koordynacyjno-informacyjną w zakresie dostępnych instrumentów w Planie inwestycyjnym dla Europy;
- Ministerstwa Finansów, które wskazało Bank Gospodarstwa Krajowego jako instytucję, która angażuje się w realizację wydatkowania środków europejskich pozyskanych w ramach Europejskiego Funduszu Inwestycji Strategicznych.

Za wdrażanie Funduszy Europejskich w Polsce odpowiada Minister ds. Rozwoju. Dodatkowo stworzony został Krajowy Punkt Kontaktowy ds. Instrumentów Finansowych Programów UE (KPK), który prowadzi działania informacyjne i promocyjne oraz doradztwo.

KPK funkcjonuje w strukturze Związku Banków Polskich na podstawie specjalnej umowy partnerskiej. Działa na podstawie uchwały polskiego rządu i podlega nadzorowi ze strony Ministra właściwego do spraw gospodarki. Krajowy Punkt Kontaktowy ds. Instrumentów Finansowych Programów Unii Europejskiej obsługuje wszystkie programy UE, w których uwzględnione zostały instrumenty finansowe dla przedsiębiorców między innymi Program na rzecz konkurencyjności przedsiębiorstw oraz małych i średnich przedsiębiorstw (COSME), przyjęty w grudniu 2013 r. przez UE Program ramowy na lata 2014–2020 (*Programme for the Competitiveness of Enterprises and Small and Medium-sized Enterprises*) (Program COSME).

1.5.3. Ustawa o etykietowaniu energetycznym

Komisja Europejska podjęła działania mające na celu wykorzystanie potencjału w zakresie efektywności energetycznej, który znajduje się w obszarze końcowego wykorzystania energii, w szczególności w zakresie potrzeby zwiększenia świadomości użytkowników energii poprzez system etykietowania energetycznego.

Celem etykietowania energetycznego jest oddziaływanie na świadomość konsumentów dotyczącą rzeczywistego zużycia energii przez produkty i wynikających z tego skutków. Etykietowanie wpływa na podejmowane przez konsumentów decyzje dotyczące energooszczędnych i przyjaznych środowisku zakupów. Na etykiecie zawarte są informacje o klasie energetycznej i podstawowych parametrach danego urządzenia.

Gospodarstwa domowe w krajach Unii Europejskiej zużywają około 25% energii finalnej.

Udział gospodarstw domowych w krajowym zużyciu energii w krajach UE w 2017 r. wahał się od 10,7% (Portugalia) do 26,8% (Chorwacja). Średni wskaźnik dla 28 krajów UE wynosił 17,2% i był mniejszy niż w Polsce (19,0%) (GUS 2019).

Na poziomie UE ramowe obowiązki w zakresie etykietowania produktów wykorzystujących energię reguluje rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 4 lipca 2017 r. ustanawiające ramy etykietowania energetycznego i uchylające dyrektywę 2010/30/UE (Rozporządzenie UE 2017/1369).

Natomiast krajowe ramy etykietowania energetycznego określone zostały w ustawie z dnia 14 września 2012 r. o etykietowaniu energetycznym produktów związanych z energią (Ustawa 2012). Ustawa ta określa zasady:

- organizacji i działania systemu kontroli etykietowania energetycznego produktów związanych z energią,
- przeprowadzania kontroli realizacji programu znakowania efektywności energetycznej urzędzeń biurowych.

W 2019 roku zostały wprowadzone zmiany porządkujące (Ustawa 2019), które dotyczyły: uchylecia wybranych jej punktów i artykułów, zmiany brzmienia niektórych tytułów punktów i artykułów, zastąpienia wybranych określeń nowymi sformułowaniami.

Przepisy ustawy stosuje się do produktów związanych z energią, dla których wymagania dotyczące sporządzania dokumentacji technicznej oraz stosowania etykiet i kart informacyjnych produktów określają akty Komisji Europejskiej wydane na podstawie kompetencji delegowanych przez Parlament Europejski i Radę.

Minister Energii ogłosił, w drodze obwieszczenia, wykaz aktów delegowanych (Obwieszczenie ME 2019):

1. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 1061/2010 z dnia 28 września 2010 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej dla pralek dla gospodarstw domowych (Dz.Urz. UE L 314 z 30.11.2010, str. 47, z późn. zm.).
2. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 1059/2010 z dnia 28 września 2010 r. uzupełniające dyrektywę 2010/30/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesie-

- niu do etykiet efektywności energetycznej dla zmywarek do naczyń dla gospodarstw domowych (Dz.Urz. UE L 314 z 30.11.2010, str. 1, z późn. zm.)
3. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 1062/2010 z dnia 28 września 2010 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej dla telewizorów (Dz.Urz. UE L 314 z 30.11.2010, str. 64, z późn. zm.).
 4. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 1060/2010 z dnia 28 września 2010 r. uzupełniające dyrektywę 2010/30/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej dla urządzeń chłodniczych dla gospodarstw domowych (Dz.Urz. UE L 314 z 30.11.2010, str. 17, z późn. zm.).
 5. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 626/2011 z dnia 4 maja 2011 r. uzupełniające dyrektywę 2010/30/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej dla klimatyzatorów (Dz.Urz. UE L 178 z 06.07.2011, str. 1, z późn. zm.).
 6. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 392/2012 z dnia 1 marca 2012 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykietowania energetycznego suszarek bębnowych dla gospodarstw domowych (Dz.Urz. UE L 123 z 09.05.2012, str. 1, z późn. zm.).
 7. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 874/2012 z dnia 12 lipca 2012 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykietowania energetycznego lamp elektrycznych i opraw oświetleniowych (Dz.Urz. UE L 258 z 26.09.2012, str. 1, z późn. zm.).
 8. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 811/2013 z dnia 18 lutego 2013 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej dla ogrzewaczy pomieszczeń, ogrzewaczy wielofunkcyjnych, zestawów zawierających ogrzewacz pomieszczeń, regulator temperatury i urządzenie słoneczne oraz zestawów zawierających ogrzewacz wielofunkcyjny, regulator temperatury i urządzenie słoneczne (Dz.Urz. UE L 239 z 06.09.2013, str. 1, z późn. zm.).
 9. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 812/2013 z dnia 18 lutego 2013 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej dla podgrzewaczy wody, zasobników ciepłej wody użytkowej i zestawów zawierających podgrzewacz wody i urządzenie słoneczne (Dz.Urz. UE L 239 z 06.09.2013, str. 83, z późn. zm.).
 10. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 65/2014 z dnia 1 października 2013 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej dla domowych piekarników i okapów nadkuchennych (Dz.Urz. UE L 29 z 31.01.2014, str. 1, z późn. zm.).
 11. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 518/2014 z dnia 5 marca 2014 r. zmieniające rozporządzenia delegowane Komisji (UE) nr 1059/2010, (UE) nr 1060/2010, (UE) nr 1061/2010, (UE) nr 1062/2010, (UE) nr 626/2011, (UE) nr 392/2012, (UE) nr 874/2012, (UE) nr 665/2013, (UE) nr 811/2013 i (UE) nr 812/2013 w odniesieniu

do etykietowania produktów związanych z energią w internecie (Dz.Urz. UE L 147 z 17.05.2014, str. 1, z późn. zm.).

12. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 1254/2014 z dnia 11 lipca 2014 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej systemów wentylacyjnych przeznaczonych do budynków mieszkalnych (Dz.Urz. UE L 337 z 25.11.2014, str. 27, z późn. zm.).
13. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2015/1094 z dnia 5 maja 2015 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykietowania energetycznego szaf chłodniczych lub mroźniczych (Dz.Urz. UE L 177 z 08.07.2015, str. 2, z późn. zm.).
14. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2015/1186 z dnia 24 kwietnia 2015 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykietowania energetycznego miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń (Dz.Urz. UE L 193 z 21.07.2015, str. 20, z późn. zm.).
15. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2015/1187 z dnia 27 kwietnia 2015 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej dla kotłów na paliwo stałe i zestawów zawierających kocioł na paliwa stałe, ogrzewacze dodatkowe, regulatory temperatury i urządzenia słoneczne (Dz.Urz. UE L 193 z 21.07.2015, str. 43, z późn. zm.).

2. Parametry termodynamiczne stanu

Praktyczne wykorzystanie procesu przetwarzania energii cieplnej na energię mechaniczną wymaga znajomości podstawowych właściwości czynników termodynamicznych (substancji), np. pary wodnej w elektrowni cieplnej, spalin w turbinie gazowej. Procesy charakterystyczne dla technologii energetycznych przebiegają w układach zamkniętych i otwartych. Podstawowe relacje wynikające z określonych praw i zasad termodynamiki zostały ujęte w podręcznikach termodynamiki (Szargut 1991; Marecki 1995; Hołyst i in. 2003; Pudlik 2011; Nagórski i Fudalej-Kostrzewa 2012; Termodynamika 2013; Kondepudi i Prigogine 2015; Moran i Shapiro 2015; Bejan 2016).

Poniżej podano ważniejsze definicje dotyczące pojęć, zjawisk, parametrów termodynamicznych i przemian energii cieplnej.

Układ termodynamiczny – ograniczona część przestrzeni (otoczenia) wypełniona czynnikiem roboczym; układ jest izolowany, jeśli zmiany w otoczeniu nie powodują żadnych zmian w tym układzie. Stan takiego układu lub czynnika wyznaczają parametry termodynamiczne, a więc wielkości jednoznacznie określone, do których należą : ciśnienie (p), temperatura (t , T), objętość (v , V). Najczęściej wykorzystuje się funkcje stanu (funkcje termodynamiczne): energię wewnętrzną (u , U), entalpię ($h = u + pv$, $H = U + pV$), entropię (s , S), energię (funkcję) Helmholtza (energia swobodna $f = u - Ts$, $F = U - TS$), entalpię (funkcję) Gibbsa (entalpia swobodna $g = h - Ts$, $G = H - TS$). Wielkości oznaczone małymi literami nazywane są wielkościami intensywnymi ($x = X/m$, wielkości niezależne od masy w układzie); takimi wielkościami są zawsze ciśnienie i temperatura niezależnie czy oznaczamy je dużymi czy małymi literami. Natomiast wielkości oznaczone dużymi literami są wielkościami ekstensywnymi (Hołyst i in. 2003; Nagórski i Fudalej-Kostrzewa 2012; Chmielniak i Chmielniak 2020).

Stan równowagi termodynamicznej – stan układu, którego parametry nie zależą od czasu (stan stacjonarny) i w którym nie występują makroskopowe przepływy.

Otoczenie – pozostała poza układem termodynamicznym część przestrzeni.

Czynnik termodynamiczny – substancja lub mieszanina substancji, w zastosowaniu do maszyn cieplnych zwykle w stanie gazowym (lub/i ciekłym).

Czynnik (ładunek) roboczy – w sprężarkach najczęściej powietrze, w silnikach spalinyowych przejściowo mieszanina powietrza i paliwa, potem substratów i produktów spalania, a w końcu produktów spalania (spalin).

Proces termodynamiczny (przemiana termodynamiczna) – przejście między dwoma stanami równowagi.

Obieg termodynamiczny – zespół przemian termodynamicznych, po wykonaniu których czynnik powraca do stanu początkowego.

Temperatura T, t – termodynamiczny parametr stanu określający zdolność czynnika lub układu do przekazywania ciepła. Jednostką temperatury jest kelwin (K); stosuje się również skalę Celsjusza, w której $t = 0^{\circ}\text{C}$ odpowiada $T = 273,16^{\circ}\text{K}$. Jednostka umożliwia określenie każdej różnicy temperatur ΔT oraz temperatury w skali bezwzględnej.

Ciśnienie p – termodynamiczny parametr stanu określany jako stosunek siły działającej prostopadle na powierzchnię do tej powierzchni. Jednostką w układzie SI jest paskal (Pa), a jednostki nie należące do układu SI to: 1 bar = $10^5 \text{ N/m}^2 = 10^5 \text{ Pa}$, 1 at (atmosfera techniczna) = 735 mm słupa Hg przy $t = 0^{\circ}\text{C}$, 1 atm (atmosfera fizyczna) = 760 mm słupa Hg przy $t = 0^{\circ}\text{C}$.

Objętość V – termodynamiczny parametr stanu określający przestrzeń zajętą przez czynniki. Jednostką jest 1 m^3 lub jego wielokrotności. W literaturze technicznej spotyka się pojęcie normalny metr sześcienny – objętość 1 m^3 przy temperaturze $t = 0^{\circ}\text{C}$ i ciśnieniu $p = 1 \text{ atm}$ (760 mm słupa Hg).

Praca – sposób wymiany energii, powodujący makroskopowe zmiany w układzie i otoczeniu. Wielkość pracy określa iloczyn przebytej drogi i siły przeciwdziałającej ruchowi. W ujęciu molekularnym pracę stanowi przepływ energii, który powoduje uporządkowany ruch atomów w otoczeniu.

Ciepło Q – sposób wymiany energii, nie powodujący makroskopowych zmian w układzie i otoczeniu, który występuje samoistnie w obecności potencjału temperatury.

Normalne warunki fizyczne – umownie przyjęte parametry termodynamiczne stanu gazu: ciśnienie normalne $p_N = 101\,325 \text{ Pa}$ i temperatura normalna $T_N = 273^{\circ}\text{K}$.

Funkcja stanu – wielkość, która ma określoną wartość dla każdego stanu układu, niezależnie od tego jak ten stan (na drodze jakiego procesu) został osiągnięty.

Entalpia H – funkcja stanu określająca niezbędną ilość ciepła do doprowadzenia czynnika od umownego punktu początkowego do punktu końcowego. Entalpię H , układu definiuje zależność (Termodynamika 2013):

$$H = U + pV \quad (2.1)$$

gdzie:

- H – entalpia układu,
- U – energia wewnętrzna układu,
- p – ciśnienie panujące w układzie,
- V – objętość układu.

Energia (funkcja) Gibbsa G (entalpia swobodna Gibbsa) jest zdefiniowaną poprzez entalpię układu, entropię układu i temperaturę układu jako (Nagórski i Fudalej-Kostrzewa 2012; Termodynamika 2013):

$$G = H - TS \quad (2.2)$$

gdzie:

- G – entalpia swobodna (potencjał termodynamiczny) Gibbsa,
- H – entalpia,
- T – temperatura,
- S – entropia.

Entalpia swobodna (nazywana dawniej potencjałem termodynamicznym) w warunkach izobaryczno-izotermicznych nosi w języku angielskim nazwę energii swobodnej Gibbsa (*Gibbs free energy*). Nie należy tego tłumaczyć jako energię swobodną, gdyż u nas energia swobodna to $F = U - TS$. Energią swobodną posługujemy się gdy rozpatrujemy procesy przebiegające w stałej temperaturze i w stałej objętości (warunki izochoryczne). Energia swobodna w anglojęzycznym piśmiennictwie określana jest jako *Helmholtz free energy*. W praktyce częściej mamy warunki izotermiczno-izobaryczne, dlatego korzystamy z pojęcia entalpii swobodnej (Termodynamika 2013).

Energia (funkcja) Helmholtza F (energia swobodna) – to część energii wewnętrznej, która w stałej temperaturze może być wykorzystywana do wykonania pracy i wyraża się wzorem:

$$F = U - TS \quad (2.3)$$

gdzie:

- F – energia swobodna,
- U – energia wewnętrzna układu,
- T – temperatura,
- S – entropia.

Energia wewnętrzna U – funkcja stanu określająca całkowitą energię układu będącą sumą energii potencjalnej i kinetycznej makroskopowych części układu, energii kinetycznej cząsteczek, energii potencjalnej oddziaływań międzycząsteczkowych i wewnątrz cząsteczkowych itd. (Bejan 1980; Kay i Scholenhls 1980). Wartość energii wewnętrznej jest trudna do ustalenia ze względu na jej złożony charakter.

W opisie procesów termodynamicznych istotną i łatwą do określenia jest zmiana energii wewnętrznej, dlatego określając energię wewnętrzną układu pomija się te rodzaje energii, które nie zmieniają się w rozpatrywanym układzie termodynamicznym.

Entropia S – funkcja stanu gazu, określająca kierunek przebiegu procesów samorzutnych w układzie odosobnionym; jest miarą nieuporządkowania układu, a jej przyrost w procesach rzeczywistych jest zawsze dodatni. Zmiana entropii układu (w procesie izotermicznym) ΔS jest równa ciepłu wymienianemu między układem i otoczeniem w sposób odwracalny q_{odwr} podzielonemu przez temperaturę T (w skali Kelwina), w której nastąpiło to przeniesienie ciepła (Termodynamika 2013):

$$\Delta S = q_{otocz}/T \quad (2.4)$$

Wyraz „entropia” pochodzi z języka greckiego (*entropia* – obrót) i oznacza przemianę (transformację) ciepła na pracę; uczynił to R. Clausius w 1852 r., definiując entropię (Termodynamika 2013). Jest ona miarą rozproszenia materii i energii. Entropia jest jedynym kryterium samorzutności wszelkich procesów.

Egzergia – to minimalny nakład pracy niezbędny do wytworzenia rozpatrywanego materiału o wymaganych parametrach z powszechnie występujących składników otaczającej przyrody, w sposób odwracalny, z wykorzystaniem otoczenia jako jedynego źródła ciepła (Szargut 1996). Pojęcie „egzergia” wprowadził Z. Rant (1956), którego prace zapoczątkowały burzliwy rozwój tej dziedziny termodynamiki technicznej. Analiza egzergetyczna rozwinęła się w wyniku zastosowania drugiej zasady termodynamiki do badania efektywności przemysłowych procesów cieplnych. Egzergia jest miarą jakości różnych postaci energii. Jakość tę określa się za pomocą maksymalnej zdolności do wykonania pracy w istniejącym naturalnym otoczeniu (Pudlik 2011; Termodynamika 2013). Ta praca maksymalna, jako odwracalna, nie jest pracą realną, ale maksymalną zdolnością do wykonania pracy, która będzie zrealizowana w takim stopniu, w jakim konstruktor i użytkownik urządzenia ograniczą nieodwracalności przemian rzeczywistych.

Analizy związane z energią często odnoszą się do następujących terminów: efektywność ogólna (brutto, netto), efektywność izentropowa, egzergia, emery i innych pojęć.

Efektywność cieplna jest to użyteczna energia wyjściowa dla danej ilości energii cieplnej na wejściu brutto, a więc nieznacznie się różni od efektywności konwersji energii, która może obejmować zarówno ciepło i moc (*power*) jako wejścia i wyjścia.

Egzergia w termodynamice jest definiowana jako miara potencjału systemu do wykonania pracy. Natomiast w energetyce egzergia została zdefiniowana jako energia wolna od entropii (*entropy-free-energy*). Pojęcie to wprowadził Zoran Rant w 1956 r., a koncepcję opracował J. Willard Gibbs w 1873 r. (IEA 2010). Z. Rant wprowadził również pojęcie *anergii* – część energii (ciepła), której nie można przekształcić w pracę.

Efektywność egzergii nazywana jest często jako efektywność drugiego rzędu, ponieważ dotyczy efektywności procesu z uwzględnieniem drugiej zasady termodynamiki.

Bilanse energii E i egzergii B procesu można wyrazić wzorami:

$$E_{\text{wejście}} = E_{\text{prod}} + E_{\text{strat}} \quad (2.5)$$

$$B_{\text{wejście}} = B_{\text{prod}} + B_{\text{strat}} + B_{\text{zniszcz}} \quad (2.6)$$

gdzie:

- $E_{\text{wejście}}$ – energia wejściowa,
- E_{prod} – energia wyjściowa,
- E_{strat} – straty energii,
- $B_{\text{wejście}}$ – egzergia wejściowa (doprowadzona),
- B_{prod} – egzergia wyjściowa,

- B_{strat} – straty egzergii,
 $B_{zniszcz}$ – egzergia zniszczona (znikająca) (w procesach naturalnych, zachodzących zawsze nieodwracalnie, część egzergii znika (zużywa się), przekształcając się w anergie, tj. bezwartościową część energii cieplnej).

Efektywność η procesu można więc opisać za pomocą potencjałów termodynamicznych E lub B . Dostawcy sprzętu podają zazwyczaj efektywność dotyczącą konwersji energii, zatem jest to termodynamiczna efektywność pierwszego rzędu (wynikająca z pierwszej zasady termodynamiki), która wskazuje, jak dane urządzenie przekształca jedną formę energii w inną, ale nie wskazuje jak to urządzenie porównuje się z alternatywnym procesem energetycznym. Przykładem tutaj może być podgrzewanie wody przy użyciu gazu ziemnego; chociaż występuje wysoka efektywność pierwszego rzędu (efektywność konwersji energii), to jest stosunkowo niska efektywność drugiego rzędu (efektywność egzergetyczna), gdyż duża ilość ciepła jest używana na podgrzanie stosunkowo zimnej wody. Elektrociepłownie, które wytwarzają energię elektryczną i ciepło, mają wyższą efektywność egzergetyczną, gdyż wykorzystują ciepło odpadowe do ogrzewania wody.

Pojęcie *emergy* jest skrótem terminu „energia ucieleśniona” (*embodied energy*), zawierająca (uosabiająca) energię. Energia ucieleśniona to energia zużywana bezpośrednio lub pośrednio w celu wytworzenia produktu lub usługi i otrzymała nazwę *emergy*, a jednostką jest *emjoule* lub *emcalorie* lub inne pokrewne właściwości jak: *emmoc*, *emtropia*.

Należy podkreślić, że istnieje nadal niejasność co do jej zrozumienia i zastosowania, pomimo powszechnego zastosowania w literaturze (IEA 2010).

Skuteczność (*effectiveness*) określana jest jak zdolność do uzyskania efektu, często jest stosowana w odniesieniu do wymienników ciepła jako zamiennik wskaźnika efektywności. Jednak głównym celem skuteczności jest osiągnięcie pożądanego efektu, a nie środki przeznaczone na jego osiągnięcie. Tak więc, to co jest skuteczne, niekoniecznie musi być efektywne (efekt może być, ale nie jest pożądanym).

Innym pojęciem stosowanym w pompach ciepła jest tzw. współczynnik efektywności (wydajności) COP (*Coefficient of Performance*) wyrażający stosunek ilości dostarczonego ciepła do ilości energii elektrycznej zużytej przez pompę. Im współczynnik COP jest wyższy, tym uzyskanie tej samej ilości ciepła wymaga mniejszego nakładu w postaci energii elektrycznej. Celem pompy ciepła jest osiągnięcie maksymalnej ilości wymiany ciepła przy minimalnej ilości energii, co prowadzi do błędnego opisu jej efektywności (wydajności) jako większej niż 100%.

Zerowa zasada termodynamiki – jeśli układ A jest w równowadze cieplnej z układem B, a układ B jest w równowadze cieplnej z układem C, to układ A jest także w równowadze cieplnej z układem (Hołyst i in. 2003).

Pierwsza zasada termodynamiki – istnieje ekstensywna funkcja stanu, zwana energią wewnętrzną U , której zmiana ΔU w procesach adiabatycznych jest równa pracy W wykonanej nad układem. W przypadku termicznego oddziaływania układu z otoczeniem, to zmiana energii wewnętrznej jest równa ciepłu Q dostarczonemu do układu. Zatem w dowolnym

procesie, w którym jest jednocześnie przekazywane ciepło i wykonywana praca, zachodzi związek (Hołyst i in. 2003):

$$\Delta U \equiv U_k - U_p = Q + W \quad (2.7)$$

gdzie:

U_k – energia wewnętrzna w stanie końcowym,

U_p – w stanie początkowym,

Q – ciepło dostarczone do układu,

W – praca wykonana nad układem.

Druga zasada termodynamiki – podstawowe prawo termodynamiki stwierdzające, że w układzie termodynamicznie izolowanym istnieje funkcja stanu, która nie maleje z czasem.

Taka funkcja to entropia S , której zmiana w procesie adiabatycznym ΔS spełnia nierówność $\Delta S \geq 0$, przy czym równość zachodzi tylko wówczas, gdy proces jest odwracalny.

Trzecia zasada termodynamiki – różnica entropii dwóch stanów termodynamicznych o tej samej temperaturze T , między którymi może być przeprowadzony proces odwracalny, dąży do zera, gdy temperatura dąży do zera (Hołyst i in. 2003).

3. Zagadnienia efektywności energetycznej konwersji węgla kamiennego w energię elektryczną

Węgiel jest najpowszechniejszym i najbardziej rozpowszechnionym paliwem kopalnym na świecie, którego rezerwy szacuje się na około 990 miliardów ton, co przy obecnym zużyciu wystarcza na 150 lat (IEA 2010). Paliwa węglowe stanowią około 42% światowej produkcji energii elektrycznej i należy przypuszczać, że pozostaną kluczowym źródłem energii do wytwarzania energii elektrycznej w krajach rozwijających się.

W celu maksymalizacji użyteczności węgla w energetyce należy rozpatrywać efektywność energetyczną jednostki (elektrowni), która jest istotnym parametrem wydajnościowym produkcji energii. Efektywność energetyczna ma następujące zalety:

- przedłuża żywotność zasobów węgla poprzez zmniejszenie jego zużycia,
- redukuje emisję dwutlenku węgla (CO₂) i konwencjonalnych zanieczyszczeń,
- zwiększa moc wyjściową z jednostki o danej wielkości,
- potencjalnie zmniejsza koszty operacyjne.

3.1. Efektywność – istota, pojęcia, miary

W koncepcji naukowego zarządzania Harringtona Emersona podstawowe znaczenie ma efektywność (*efficiency*), którą definiuje następująco: pojęcie ilościowe, a mianowicie stosunek tego, co jest, do tego, co powinno być (wyrażony w procentach), czyli do pewnego wzorca (standardu) lub odwrotnie, zależnie od tego, czy dążymy w kierunku powiększenia, czy też zmniejszenia ilości, z którą mamy do czynienia (Koźmiński i Piotrowski 1999). W literaturze polskiej spotyka się często tłumaczenie słowa *efficiency* jako „wydajność” bądź „sprawność”. Emerson wprowadził pojęcie inżynierii efektywności (*efficiency engineering*), które opiera się na 12. zasadach efektywności, a mianowicie (Koźmiński i Piotrowski 1999):

- wyraźnie określony cel,
- zdrowy rozsądek,
- rada kompetentna (fachowe doradztwo),
- dyscyplina,

- sprawiedliwe i uczciwe postępowanie,
- rzetelna, dokładna, natychmiastowa i stała sprawozdawczość,
- naukowe planowanie działań,
- wzorce, normy i harmonogramy działań,
- przystosowane warunki,
- wzorcowe sposoby działania (standaryzacja metod i operacji),
- pisemne regulaminy i instrukcje,
- nagradzanie efektywności (wydajności).

Begg i inni (1996) wprowadzili pojęcie efektywności produkcyjnej. Gospodarka produkuje efektywnie, jeżeli – przy danych zasobach, technologii i poziomie produkcji innych dóbr – wytwarza maksymalnie możliwą ilość branego pod uwagę dobra. Jeżeli produkcja jest efektywnie wytwarzana mówimy, że gospodarka znajduje się na krzywej możliwości produkcyjnych (*production possibility frontier*). Funkcja produkcji jest zbiorem technicznie efektywnych metod wytwarzania. Metoda wytwarzania jest technicznie nieefektywna, jeżeli do wytworzenia danej wielkości produkcji zużywa więcej jednego czynnika produkcji i nie mniej innego czynnika niż w innych znanych metodach wytwarzania, pozwalających osiągnąć tę samą wielkość produkcji. Technologia jest to określona metoda łączenia czynników produkcji w procesie wytwarzania dóbr. Technika to zbiór wszystkich znanych technologii.

W literaturze zagranicznej interesującą publikacją na temat efektywności energetycznej i związanych z tym problemów metodologicznych jest artykuł M.G. Patterson’a (1996).

Efektywność energetyczna to ogólne pojęcie, nie posiadające jednoznacznego ilościowego pomiaru (Giacone i Manco 2012; Giraudet i Missemer 2019). Ogólnie, efektywność energetyczna odnosi się do zużywania mniejszej ilości energii do wytworzenia tej samej ilości produktu lub wykonania przydatnej usługi. W przemyśle efektywność energetyczna może być mierzona ilością energii zużytej do wyprodukowania 1 tony produktu, a więc może być wyrażona przez stosunek:

$$\text{przydatne dane wyjściowe procesu/wkład energii w proces}$$

Problemem jest tutaj dokładne określenie użyteczności energii wyjściowej i wkładu energii. Do monitorowania zmian efektywności energetycznej wykorzystuje się wiele wskaźników, które można podzielić na cztery główne grupy (Patterson 1996):

- termodynamiczne,
- fizyczno-termodynamiczne,
- ekonomiczno-termodynamiczne,
- ekonomiczne.

3.1.1. Wskaźniki termodynamiczne

Termodynamiczne wskaźniki efektywności energetycznej pochodzą z nauki termodynamiki, które mogą być prostymi proporcjami, jak również skomplikowanymi miarami

wiązującymi faktyczne zużycie energii w porównaniu z procesem idealnym. Wskaźniki te wydają się być najbardziej naturalnym lub oczywistym sposobem pomiaru efektywności energetycznej, gdyż termodynamika jest nauką o energii i procesach energetycznych. Zaletą korzystania z wielkości termodynamicznych do pomiaru efektywności energetycznej jest ich obliczanie ze względu na wartość „funkcji stanu” procesu, którą można jednoznacznie zmierzyć lub przypisać.

Pierwsze prawo efektywności (efektywność energetyczna pierwszego rzędu) nazywane jest również efektywnością cieplną lub efektywnością entalpową. Jest tak, ponieważ mierzy się efektywność pod względem zawartości ciepła na wejściu i wyjściu procesu, która jest mierzona w wartościach zmian entalpicznych (ΔH).

Wskaźnik efektywności entalpowej $E_{\Delta H}$ każdego procesu jest stosunkiem wartości użytecznej energii wyjściowej procesu ΔH_{out} do wartości danych wejściowych procesu ΔH_{in} :

$$E_{\Delta H} = \Delta H_{\text{out}} / \Delta H_{\text{in}} \quad (3.1)$$

gdzie:

- $E_{\Delta H}$ – efektywność entalpową,
- ΔH_{out} – suma wartości użytecznych danych wyjściowych procesu,
- $(\Delta H), \Delta H_{\text{in}}$ – suma wartości danych wejściowych do procesu (ΔH).

Istotnym problemem dotyczącym pierwszego prawa efektywności energetycznej jest to, że nie uwzględnia jakości energii w danych wejściowych i wyjściowych. W przypadku gdy dane wejściowe lub użyteczne wyniki (dane wyjściowe) obu procesów mają różne cechy, to nie można w sposób znaczący porównać ich względnej efektywności energetycznej.

Wykorzystuje się tutaj zmianę entalpii swobodnej Gibbsa (ΔG), która służy do pomiaru energii względnej jakości nakładów (efektywność energetyczna drugiego rzędu). Gdy proces jest przeprowadzany przy stałej temperaturze i ciśnieniu, to zmniejszenie entalpii swobodnej Gibbsa reprezentuje maksymalną pracę, jaką może wykonać proces. To zmniejszenie entalpii swobodnej Gibbsa (ΔG) można wyrazić wzorem (2.2).

Egzergia i dostępna praca mogą być wykorzystane do współmierności jakości, energii i nakładów. Różnica między dostępną pracą a entalpią swobodną Gibbsa to taka, że w pierwszym przypadku ciśnienie i temperatura odnoszą się do otoczenia, natomiast w drugim – do stanu odniesienia. Wykorzystuje się pomiar pracy, gdyż jest to bardziej realistyczne, ponieważ uwzględnia fizyczne warunki, które istnieją w rzeczywistości. Najczęściej warunek referencyjny stosuje uwzględniając warunki atmosferyczne na poziomie morza.

Innym podejściem jest określenie efektywności energetycznej w stosunku do „idealnej” (teoretycznej) minimalnej energii potrzebnej do wykonania zadania (efektywność energetyczna drugiego rzędu). W kategoriach matematycznych „idealną” (teoretyczną) efektywność można zdefiniować jako stosunek:

$$\rho = E_{\Delta H \text{ (rzeczywisty)}} / E_{\Delta H \text{ (idealny)}} \quad (3.2)$$

gdzie:

- ρ – efektywność energetyczna procesu (drugiego rzędu) na wykonanie określonego zadania,
- $E_{\Delta H}$ (rzeczywisty) – faktyczna efektywność entalpową procesu na wykonanie określonego zadania,
- $E_{\Delta H}$ (idealny) – idealna efektywność entalpową do wykonania zadania odwracalnego przez idealne urządzenie.

Wskaźnik ten można wykorzystać do pomiarów jak blisko rzeczywistości proces konwersji energii na świecie osiąga idealną efektywność, gdzie najbardziej efektywny proces osiąga $\rho = 1$ (brak procesów rzeczywistych).

Do konwersji ciepła na pracę, często jest wykorzystywany w tych obliczeniach wzór Kelvina (dotyczy sprawności silnika Carnota):

$$M = \Delta H [(t_1 - t_2)/t_1] \quad (3.3)$$

gdzie:

- M – praca mechaniczna wykonana w procesie konwersji, (J),
- ΔH – wkład ciepła do procesu konwersji, (J),
- t_1 – temperatura wsadu ciepła do procesu konwersji, w stopniach Kelvina (K),
- t_2 – temperatura wsadu ciepła z procesu konwersji, w stopniach Kelvina (K).

Miary efektywności energetycznej według drugiego rzędu (ρ) można zastosować do szerokiego zakresu procesów, w tym chemicznych, transportu, wymiany ciepła, chłodnictwa, klimatyzacji i napędów elektrycznych (Bejan 1980; Kay i Scholtenhls 1980).

3.1.2. Wskaźniki fizyczno-termodynamiczne

Wskaźniki fizyczno-termodynamiczne należą do klasycznych wskaźników hybrydowych, w których dane wejściowe są mierzone w jednostkach termodynamicznych, dane wyjściowe (usługi) – w jednostkach fizycznych. Użytkownicy nie cenią podejścia polegającego na zastosowaniu ilości ciepła lub potencjału pracy do oceny usługi lub danych wyjściowych. Dlatego też opracowano wskaźniki efektywności energetycznej, które mierzą ją w jednostkach fizycznych. Te jednostki fizyczne są specjalnie opracowane w celu odzwierciedlenia końcowego zastosowania usługi. Przykładowo dla transportu towarowego pożądaną efektywnością jest przewóz określonej masy ładunku na określoną odległość – efektywność tę można określić w tonokilometrach. Natomiast efektywność energetyczna dla transportu towarów może być zapisana jako:

$$\text{produkcja (w tonokilometrach)}/\text{pobór energii } (\Delta H) \quad (3.4)$$

Wskaźniki hybrydowe fizyczno-termodynamiczne efektywności energetycznej mają zastosowanie w różnych sektorach, gdzie funkcjonują różne standardy branżowe dotyczące określania ich wyników. W sektorze mieszkaniowym najczęściej stosowaną miarą jest *po-bór energii/metr kwadratowy*.

Dla sektora transportu mogą być wykorzystane różne typy wskaźników fizyczno-termodynamicznych. Pomiary danych wyjściowych muszą odzwierciedlać cel określonego rodzaju działalności transportowej. W przypadku transportu towarowego odpowiedni wskaźnik efektywności energetycznej jest więc nakładem energii na tonokilometr, tak jak funkcją transportu towarowego jest przemieszczanie masy towarowej (mierzone w tonach) na daną odległość (mierzona w kilometrach).

Wskaźniki fizyczno-termodynamiczne efektywności energetycznej nie są tak proste w przypadku wspólnej produkcji lub problemu związanego z partycypacją. Odnosi się to do trudności w alokacji jednego wkładu energii dla kilku produktów. Przykładowo wymagana jest podana ilość energii wejściowej (ΔH) do produkcji zasadniczo dwóch produktów w koksownictwie: koks (tony) i gaz koksowniczy (m^3).

3.1.3. Wskaźniki ekonomiczno-termodynamiczne

Wskaźniki ekonomiczno-termodynamiczne to również wskaźniki hybrydowe, gdzie dane wyjściowe procesu (usługi) mierzone są w kategoriach cen rynkowych, a dane wejściowe – w jednostkach termodynamicznych. Wskaźniki te można zastosować do różnych poziomów agregacji działalności gospodarczej: produktu, sektora lub kraju.

Powszechnie stosowana miara efektywności energetycznej kraju, tzw. energochłonność gospodarki wyraża się stosunkiem energii do PKB:

$$\text{Energia/PKB}$$

$$\text{Energia sektorowa/Wskaźniki wyjściowe}$$

Obecnie wskaźnik ten spotyka się z powszechną krytyką, gdyż nie mierzy technicznej efektywności energetycznej.

$$\text{Wskaźnik} = \text{Wkład energii/Wyjście (zł)} \quad (3.5)$$

jest również powszechnie stosowany na poziomie sektorowym.

Stosowany jest również odwrotny wskaźnik (produktywność), to jest PKB (Y) podzielony przez zużycie energii w kraju (E). Im więcej towarów i usług (Y) jest wytwarzane przez gospodarkę na jednostkę energii (E), tym gospodarka jest bardziej produktywna lub wydajna w odniesieniu do energii. Wskaźnik efektywności energetycznej jest analogiczny do efektywności pracy i kapitału stosowanych w ekonomii, a także mogących mieć zastosowanie na poziomie sektorowym.

3.1.4. Wskaźniki ekonomiczne

Wskaźniki ekonomiczne mierzą zmiany energii (zarówno pobór energii, jak i świadczone usługi – moc wyjściowa) w kategoriach pieniężnych. Pomiary danych wyjściowych w ekonomiczno-termodynamicznych wskaźnikach efektywności energetycznej są podawane w kategoriach pieniężnych (zł). Jednak dane wejściowe (wkład energii) jest nadal mierzony w kategoriach termodynamicznych. Ekonomisci uważają, że oba pomiary wejściowe i wyjściowe powinny być wyliczone pod względem wartości ekonomicznej (zł).

Wykorzystanie cen do pomiaru nakładów energii we wskaźnikach efektywności powoduje, że otrzymane tego typu wskaźniki nie są tak naprawdę wskaźnikami efektywności energetycznej, ale raczej wskaźnikami efektywności ekonomicznej, ponieważ w pełni jest wyliczona wartość ekonomiczna (zł). Dlatego tego typu wskaźniki należy odrzucić jako miary efektywności energetycznej. Najbardziej rozpowszechniony wskaźnik czysto ekonomiczny efektywności energetycznej zaproponowany w literaturze ma postać:

$$\text{Krajowy wkład energetyczny (zł)/Produkcja krajowa (zł PKB)} \quad (3.6)$$

3.2. Efektywność energetyczna konwersji energii pierwotnej w energię elektryczną

3.2.1. Zagadnienia ogólne

W celu uzyskania przez odbiorców oczekiwanej postaci energii użytkowej, energia pierwotna musi być przekształcona w złożonych procesach energetycznych. Końcowe postacie energii użytkowej są bardzo zróżnicowane. Przy obecnym rozwoju techniki, a tym samym w naszej cywilizacji, energia elektryczna jest najbardziej oczekiwaną postacią energii.

Energia elektryczna produkowana jest przede wszystkim w wyniku utleniania (spalania) paliw pierwotnych w procesach energetycznych, gdzie wytwarzane jest wysokotemperaturowe ciepło, które następnie jest wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej w siłowniach kondensacyjnych. Energia elektryczna generowana jest również z paliw jądrowych lub energii rzek i cieków wodnych, jak również w procesach bezpośredniej przemiany energii paliw (ogniwa paliwowe). Obecnie coraz większe znaczenie dla wytwarzania energii elektrycznej mają odnawialne źródła energii. Przemiany energii prowadzące do wytworzenia energii elektrycznej z paliw pierwotnych zachodzą w cyklach zamkniętych tworzących obieg termodynamiczny. W poszczególnych technologiach są one różne. Ich analiza umożliwia określenie granicznej efektywności konwersji energii chemicznej utlenianych paliw (lub jej mocy) w energię mechaniczną (lub moc). O wielkości konwersji energii doprowadzanej do układu w efekt użyteczny informuje nas efektywność energetyczna obiegu. Obie-

gi rzeczywiste, skutek nieuniknionego rozproszenia energii (tarcie, wymiana ciepła przy skończonej różnicy temperatury) mają efektywność energetyczną mniejszą od efektywności energetycznej obiegu porównawczego (Chmielniak 2021).

Na międzynarodowym forum w sprawie zmian klimatycznych, czystej energii i zrównoważonego rozwoju, które odbyło się w Gleneagles w 2005 r., przywódcy ośmiu najbogatszych krajów świata – G8 (Francja, Japonia, Kanada, Niemcy, Rosja, USA, Wlk. Brytania, Włochy) poruszyli zagadnienie efektywności energetycznej (G8 Summit 2005) deklarując: *Będziemy wspierać wysiłki, aby wytwarzanie energii elektrycznej z węgla i innych paliw kopalnych było czystsze i bardziej wydajne poprzez wspieranie prac IEA w gospodarkach wykorzystujących węgiel w celu przeglądu, oceny i szerokiego rozpowszechniania informacji na temat efektywności energetycznej elektrowni opalanych węglem; oraz zalecanie opcji zwiększających dostępność najlepszych dostępnych rozwiązań.*

Obliczenie efektywności energetycznej elektrowni ciepłej nie jest tak proste, jak mogłoby się wydawać. Wartości efektywności energetycznej różnych instalacji z różnych zakładów w różnych regionach są często obliczane i wyrażane przy różnych podstawach i przy użyciu różnych założeń. Pogodzenie odmiennych metodologii pomiaru efektywności energetycznej nie dotyczy po prostu teoretycznej efektywności projektowej, ale rzeczywistej efektywności operacyjnej funkcjonujących elektrowni oraz wszystkich związanych z tym problemów i ograniczeń występujących w rzeczywistym świecie.

Ogólnie można powiedzieć, że efektywność to wynik procesu odniesiony do nakładu jego wykonania. Można go rozpatrywać w kategoriach efektywności: ekonomicznej, operacyjnej lub energetycznej. Efektywność ekonomiczna stanowi konkretny koszt wytworzenia produkcji użytecznej i decyduje o funkcjonowaniu danego zakładu. Należy mieć świadomość tego, że w analizie efektywności ekonomicznej jest uwzględniona efektywność energetyczna. Występuje możliwość, że zakłady o niskiej efektywności energetycznej mają wysoką efektywność ekonomiczną.

Efektywność operacyjna, nazywana wskaźnikiem wydajności (*capacity factor*) lub też wskaźnikiem obciążenia (*load factor*) określa rzeczywistą wydajność procesu w porównaniu z potencjalną maksymalną wydajnością.

Efektywność energetyczna jest wskaźnikiem określającym stosunek energii użytecznej procesu do wkładu energii na przeprowadzenie tego procesu. Ściślej mówiąc, efektywność energetyczna odnosi się do stosunku użytecznej wydajności (efektywności) pracy do wkładu ciepła, więc bardziej poprawne może być sformułowanie „efektywność konwersji energii”, przy rozpatrywaniu mierzonych nakładów: wejść i wyjść, które mogą mieć różne formy energii, np. w przypadku elektrowni węglowej, wejściem jest energia chemiczna węgla, a wyjściem – energia elektryczna, a czasem również ciepło użyteczne.

Efektywność energetyczna jest z reguły wyrażana w procentach, chociaż często określana jest jako wskaźnik zużycia ciepła (*heat rate*). Jest to ilość ciepła wymagana do wytworzenia danej mocy, a więc niższa szybkość ogrzewania ciepłem wykazuje wyższą procentową efektywność energetyczną. Zależność pomiędzy wskaźnikiem zużycia ciepła i efektywnością energetyczną w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej wyraża się wzorem (IEA 2010):

$$E_e = 3600/q \quad (3.7)$$

gdzie:

E_e – efektywność energetyczna, [-],

q – wskaźnik zużycia ciepła (*heat rate*), kJ/kWh, MJ/MWh, GJ/GWh.

Przykładowo instalacja o wskaźniku zużycia ciepła wynoszącym 10 000 kJ/kWh, miałaby efektywność energetyczną wynoszącą 36%. Tak więc zmiana w szybkości ogrzewania o 1%, zmieniałaby zużycie ciepła o 1%, ale zmieniałaby wartość efektywności energetycznej o 0,36 punktu procentowego.

Różnice w wykazywanych wartościach efektywności energetycznej między zakładami energetycznymi mogą czasami być sztuczne i nie odzwierciedlać podstawowych różnic w ich rzeczywistej efektywności, gdyż powodem tego mogą być (IEA 2010):

- różne procedury i standardy oceny,
- różne granice zakładów i warunków brzegowych,
- różne założenia lub uzgodnienia wartości w ramach normy testowej,
- różne warunki pracy podczas testów,
- współczynniki korygujące w celu znormalizowania wyników testów przed ich zgłoszeniem,
- wyniki wyrażane przy różnych podstawach (np. nakłady i produkty brutto lub netto),
- różne metody i temperatury odniesienia do wyznaczania wartości opałowej paliwa,
- tolerancje pomiaru stosowane do podawanych wartości,
- różnice w czasie przeprowadzania ocen w ramach normalnego cyklu napraw i konserwacji,
- błędy w pomiarach, gromadzeniu i przetwarzaniu danych.

Natomiast różnice w wartościach efektywności energetycznej wynikające z rzeczywistych ograniczeń związane są z (IEA 2010):

- zawartością wilgoci w paliwie; wpływ na jawne i utajone straty ciepła (utajone ciepło jest absorbowane lub uwalniane podczas zmiany stanu bez zmiany temperatury, np. podgrzewanie cieczy do pary lub kondensacja gazu; ciepło jawne związane jest ze zmianami temperatury, np. przegrzanie pary),
- zawartością popiołu; wpływ na wymianę ciepła i obciążenie urządzeń pomocniczych zakładu,
- zawartością siarki w paliwie; ustalone są w projektach granice temperatur wylotowych spalin z kotła,
- zastosowaniem zamkniętych, jednoobiegowych systemów wody chłodzącej; ustalone są w projektach temperatury wody chłodzącej,
- temperaturą i wilgotnością powietrza otoczenia,
- zastosowaną technologią oczyszczania spalin; selektywna redukcja katalityczna SCR (*Selective Catalytic Reduction*), odsiarczanie spalin FGD (*Flue Gas Desulphurisation*), wychwytywanie CO₂ – te technologie zwiększają zapotrzebowanie na energię,

- zastosowaniem systemów spalania o niskiej emisji NO_x; nadmiar powietrza do spalania może powodować wzrost ilości niespalonego węgla.

Należy mieć świadomość tego, że w wielu przypadkach niewiele można zrobić, aby złagodzić te skutki, natomiast należy uznać, że ich występowanie niekoniecznie jest wynikiem nieefektywnego projektu lub działania, lecz jest rezultatem rzeczywistych ograniczeń projektowanych instalacji.

Na uzyskiwaną efektywność energetyczną znaczący wpływ ma funkcjonowanie zakładu energetycznego w warunkach niezgodnych z projektem, a więc:

- praca przy częściowym obciążeniu,
- liczba zakłóceń (stanów nieustalonych) w warunkach stacjonarnych,
- rozruch zakładu.

W celu poprawy efektywności energetycznej w elektrowniach można wykorzystać w pewnym zakresie optymalizację polegającą na dokładnym dostrojeniu nastaw automatycznych regulatorów i pętli sterowania. Optymalizacja jest atrakcyjną propozycją przy każdym obciążeniu, w którym instalacja będzie pracować przez znaczący okres czasu. Zastosowanie zaawansowanych systemów kontroli może przynieść znaczną poprawę efektywności energetycznej i ograniczenie emisji CO₂.

3.2.2. Efektywność procesów przetwarzania paliw w warunkach krajowych – źródła informacji

W warunkach polskich głównymi źródłami informacji na temat efektywności procesów przetwarzania energii w elektrowniach ciepłych są publiczne badania statystyczne przeprowadzane przez Agencję Rynku Energii (ARE) w imieniu Głównego Urzędu Statystycznego (GUS), ministerstwa właściwego do spraw gospodarki i Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Dane są gromadzone za pośrednictwem standardowych kanałów sprawozdawczych, a następnie analizowane i rozpowszechniane przez Agencję Rynku Energii i Główny Urząd Statystyczny. Krajowe badania statystyczne są dostosowane do wymagań obecnych metodologii UE, a zakres badań zależy od potrzeb zainteresowanych instytucji. Powszechnie stosowane wskaźniki do obliczania efektywności procesów przekształcania energii obejmują efektywność produkcji (brutto i netto), wsad ciepła na paliwo (brutto i netto) oraz zużycie energii na własne potrzeby. Szczegółowe zasady i struktura zastosowanych wskaźników zostały przedstawione w pracy: *Metodyczne zasady sprawozdawczości statystycznej i stosowane definicje zarządzania paliwami i energią* (GUS 2006). Informacje dotyczące efektywności produkcji energii elektrycznej i ciepła są publikowane w ARE – Statystyka Energetyki Polskiej (ARE 2020) i GUS – Efektywność wykorzystania energii (GUS 2020). Poszczególne dane dotyczące elektrowni ciepłych są gromadzone, ale nie publikowane, ponieważ wiele z nich jest poufnych i podlega szczególnej ochronie.

Do oceny efektywności procesu przemian energii stosuje się różne mierniki. W praktyce najczęściej stosowane są efektywność (sprawność) brutto i efektywność (sprawność) netto (GUS 2006):

Efektywność (sprawność) brutto η_b :

$$\eta_b = \frac{E_n}{E_w + E_p} \cdot 100[\%] \quad (3.8)$$

gdzie:

- E_n – całkowita energia wszystkich produktów przemiany (nośników energii i produktów nieenergetycznych),
- E_w – całkowita energia nośników energii zużytych na wsad przemiany,
- E_p – całkowita energia nośników zużytych na potrzeby energetyczne przemiany.

Efektywność (sprawność) netto η_n :

$$\eta_n = \frac{E_n - E_{pp}}{E_w + E_p} \cdot 100[\%] \quad (3.9)$$

gdzie:

- E_{pp} – całkowita energia produktów wytworzonych w przemianie, zużytych na wsad (zużycie nośników energii, które stanowią surowiec technologiczny przemiany energetycznej) i potrzeby energetyczne przemiany (zużycie energii przez urządzenia pomocnicze, takie jak: podajniki, napędy pomp i wentylatorów itp.).

Efektywność wytwarzania energii elektrycznej w siłowniach obecnie, i w nadchodzących latach, będzie przedmiotem dalszych rozważań.

J. Marecki (1995) definiuje następujące pojęcia:

- *sprawność chwilowa przemiany mocy* η_p (efektywność chwilowa) jest stosunkiem mocy oddawanej P_2 do mocy doprowadzanej P_1 ,
- *sprawność przemiany energii* η_e (efektywność energetyczna) jest efektywnością średnią w pewnym okresie (doba, miesiąc, rok) i zależy głównie od zmienności efektywności chwilowej w czasie,
- *efektywność przemiany energii* (efektywność energetyczna) jest stosunkiem kosztu jednostkowego energii doprowadzanej k_1 do kosztu jednostkowego energii oddawanej k_2 .

Efektywność (sprawność) przemiany mocy η_p różni się od efektywności (sprawności) przemiany energii η_e tym, że zmienia się w czasie w zależności od zmian mocy oddawanej P_2 .

Sprawność energetyczna jest bardzo ważną wielkością charakteryzującą przemianę energii; nie wystarcza jednak do pełnej oceny tej jakości z punktu widzenia gospodarczego, ponieważ nie uwzględnia wszystkich kosztów potrzebnych do uzyskania określonego efektu.

Wzrost sprawności energetycznej nie może bowiem stać się celem samym w sobie, lecz powinien się wiązać ze wzrostem efektywności.

Dzięki udoskonalaniu poszczególnych części obiegu termodynamicznego następuje wzrost efektywności (sprawności) wytwarzania energii elektrycznej. Potencjalny wzrost efektywności (sprawności) wytwarzania elektryczności w siłowniach parowych jest wynikiem (Chmielniak i in. 2008; Chmielniak i in. 2015a; Kaproń i Kaproń 2016):

- wzrostu parametrów pary pierwotnej, temperatury pary wtórnej i temperatury wody zasilającej,
- doskonalenia struktury obiegu,
- optymalizacji parametrów obiegu (odpowiedni dobór ciśnienia wtórnych przegrzewów i przyrostów temperatury w podgrzewaczach),
- zmniejszenia ciśnienia w skraplaczu łącznie z optymalizacją wylotów z turbiny,
- doskonalenia maszyn i urządzeń obiegu,
- zmniejszenia potrzeb własnych,
- obniżenia ciepła w skraplaczu poprzez odpowiedni jego dobór (optymalizację), jak również dobór chłodni kominowej o wystarczająco dużej powierzchni wymiany ciepła,
- wykorzystania ciepła spalin wylotowych,
- podsuszania paliwa.

Poprawa efektywności energetycznej elektrowni następuje również poprzez wykorzystanie odzyskanego ciepła odpadowego w bloku energetycznym. Odzyskane ciepło odpadowe zostaje wykorzystane do podgrzewu kondensatu, przepływającego przez niskoprężne podgrzewacze regeneracyjne, zastępując ciepło w parze upustowej (Rączka 2016).

Rozwój technologii energetycznych w UE ma umożliwić osiągnięcie celów europejskiej polityki energetycznej, a więc „zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii”. Rozwój ten ma szczególną rangę i jest silnie wspierany szeregiem instrumentów – w UE (Skoczkowski 2007; Parczewski 2014) i w Polsce (Komorowska i Mirowski 2016, 2017).

Ten wzrost efektywności (sprawności) wytwarzania energii powinien być rozpatrywany z dwóch punktów widzenia: jako źródło poprawy efektywności techniczno-ekonomicznej bloków (obecnych i nowych) oraz jako sposób ograniczenia emisji szkodliwych substancji, w tym dwutlenku węgla. Ważnym parametrem określającym ich wpływ na środowisko jest jednostkowa emisja CO₂ (kg CO₂/kWh) (Zaporowski 2015).

4. Podstawowe kierunki wykorzystania węgla – zgazowanie

Podstawowymi kierunkami użytkowania węgla, będącymi na różnym etapie rozwoju technologicznego, są:

- spalanie w celu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła,
- koksowanie w celu wytworzenia koksu metalurgicznego i opałowego,
- zgazowanie z wytworzeniem energii elektrycznej, paliwa gazowego, paliwa płynnego i produktów chemicznych,
- bezpośrednie upłynnianie w celu wytworzenia paliw płynnych.

Rozwijanie i wdrażanie wysokosprawnych, niskoemisyjnych technologii przetwarzania węgla wiąże się zarówno z dążeniem do osiągnięcia wyższej efektywności energetycznej wykorzystania go jako surowca energetycznego i chemicznego, jak też z koniecznością ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko przyrodnicze procesów energetycznego spalania.

Proces spalania węgla w celu generacji energii elektrycznej i ciepła jest obecnie najbardziej powszechnym kierunkiem użytkowania węgla kamiennego.

Nowe technologie spalania węgla umożliwiają osiągnięcie wyższej efektywności energetycznej wytwarzania energii i zmniejszenie emisji dwutlenku węgla, co ma istotny wpływ na ochronę środowiska przyrodniczego, jak również na oszczędność zasobów pierwotnych nośników energii.

Efektywność energetyczna (średnia) generacji energii elektrycznej i ciepła może być zwiększona przez wprowadzenie do praktyki przemysłowej nowoczesnych rozwiązań, takich jak (Stańczyk 2008):

- upowszechnianie bloków pracujących przy parametrach nadkrytycznych pary (27–29 MPa, 580–620°C) o efektywności energetycznej 46%,
- stosowanie bloków pracujących przy parametrach ultra nadkrytycznych pary (35–37,5 MPa, 700–720°C) o efektywności energetycznej 52%,
- stosowanie układów kombinowanych (gazowo-parowych), zintegrowanych ze zgazowaniem węgla o efektywności energetycznej około 48% i wychwytywaniem dwutlenku węgla powstającego podczas spalania; możliwa jest także inna opcja struktury technologicznej zakładająca separację ditlenku węgla przed spalaniem, w tubinach gazowych spala się wtedy gaz o dużej zawartości wodoru, a gaz otrzymany po zgazowaniu poddaje się hydrolizie; upowszechnianie kotłów z paleniskami fluidalnymi atmosferycznymi z efektywnością energetyczną na poziomie około 45%,

- spalanie w tlenie umożliwiające zmniejszenie gabarytów siłowni,
- stosowanie pętli chemicznej, poprzez dostarczenie tlenu do spalania paliwa przez związek chemiczny, umożliwiające uzyskanie stężonego dwutlenku węgla w spaliniach.

Innym sposobem ograniczania emisji dwutlenku węgla jest jego wychwytywanie i bezpieczne składowanie. Wychwytywanie i bezpieczne składowanie dwutlenku węgla jest możliwe pod warunkiem opanowania technologii efektywnego jego wydzielania z gazów spalinowych. Obecnie takie procesy mogą być realizowane przy wykorzystaniu ciekłych i stałych adsorbentów oraz z zastosowaniem ciągle doskonalonych technik membranowych. Istotnymi problemami są również przesył wychwyconego dwutlenku węgla oraz jego trwałe i bezpieczne składowanie. Szerzej na te temat w dalszej częściach tej pracy.

Drugim procesem praktycznego użytkowania węgla jest jego odgazowanie, w wyniku którego uzyskuje się wysokouwęglony karbonizat – półkoks lub koks. Obecnie koksownictwo posiada znaczący udział w światowym wykorzystaniu węgla w procesie energochemicznego przetwórstwa. Powstające w procesie odgazowania węgla produkty uboczne: gaz oraz produkty ciekłe, wykorzystywane są jako paliwo lub surowiec chemiczny. Istotne znaczenie w procesach wielkopiecowego wytopu żelaza ma koks metalurgiczny, który jest zarówno nośnikiem energii, jak również reduktorem pierwiastka C oraz pełni funkcję rusztu w wielkim piecu. Problematyka ta nie będzie szerzej omawiana w tej pracy.

Kolejnymi procesami są zgazowanie i uwodornianie węgla, stanowiące podstawę zaawansowanych technologii czystego węgla.

W procesie zgazowania następuje przetworzenie paliwa stałego na gaz syntezowy dla przemysłu chemicznego lub gaz jako paliwo dla układów energetycznych gazowo-parowych. Czynniki zgazowującymi węgiel mogą być: tlen, powietrze, para wodna i wodór w przypadku konwersji węgla do metanu.

W procesie bezpośredniego uwodornienia następuje przekształcenie paliwa stałego (węgla), jak również ciekłych produktów odgazowania węgla (smoła, prasmoła), na paliwa płynne (substytuty ropy naftowej).

Z punktu widzenia analizowanej tematyki najistotniejszy jest kierunek wykorzystania węgla, polegający na jego zgazowaniu.

Technologie zgazowania węgla można podzielić na:

- technologie naziemne,
- technologie podziemne.

Technologie można również dzielić ze względu na czynnik zgazowujący.

4.1. Technologie naziemnego zgazowania węgla

Departament Stanów Zjednoczonych DOE (USA), przy współpracy z głównymi światowymi dostawcami urządzeń technologicznych dla systemów zgazowania nakreśliło kierunki

badawcze, których rezultaty będą determinować komercyjny rozwój technologii zgazowania węgla (DOE 2002; DOE 2010; Strugała i in. 2011; Kwaśniewski i Kopacz (red.) 2015). Obejmują one m.in. opracowanie nowych rozwiązań aparaturowych dla reaktorów zgazowania w tym:

- reaktorów niskotemperaturowych, w których proces przebiega poniżej temperatury mięknięcia popiołu (redukcja kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych oraz poprawa niezawodności i dyspozycyjności układu),
- rozwiązań układów gwarantujących dużą elastyczność paliwową, a w szczególności dających możliwość stosowania węgla niskouwęglonych o dużej zawartości popiołu,
- układów tzw. średnioskalowych (do 100 MW) dla zastosowań przemysłowych.

Technologia zgazowania paliw stałych jest znana i stosowana na świecie od wielu lat, od momentu kiedy to w 1887 roku opatentowano gazogenerator Lurgiego z przesuwным złożem węgla. Obecne kierunki rozwoju technologii zgazowania węgla są związane przede wszystkim z produkcją gazu syntezowego, który znajduje zastosowanie do produkcji substancji chemicznych: amoniaku, metanolu, glikolu, etanolu oraz paliw płynnych i gazowych.

Na świecie wykorzystuje się kilkanaście odmiennych technologii naziemnych zgazowania paliw stałych. Zasadniczo można je podzielić na trzy typy w zależności od konstrukcji reaktora do zgazowania (Chmielniak i in. 2013; Sobolewski i in. 2013a):

- reaktory ze złożem przesuwным (stałym) (*moving bed*), znane również pod nazwą *fixed bed*.
- reaktory ze złożem fluidalnym (*fluidized bed*),
- reaktory przepływowe (dyspersyjne) (*entrained flow*).

Różnica pomiędzy tymi technologiami polega na doprowadzaniu węgla do złoża reaktora (w stanie suchym lub w zawiesinie wodnej), sposobie odbioru popiołu (fluidalny, ze złożem stałym) lub żużła (przepływowy) oraz możliwością zgazowania węgla o określonej zawartości części mineralnej (popiołu).

Reaktory ze złożem przesuwным są najstarszymi i najbardziej dojrzałymi spośród oferowanych na rynku. Pomimo to obecnie praktyczne znaczenie mają jedynie dwie technologie, tj.: Lurgi (Sasol – Lurgii FBDB) oraz BGL (*British Gas Lurgi*). Reaktory ze złożem przesuwным nadają się wyłącznie do zgazowania węgla o uziarnieniu 5–80 mm. Czynnik zgazowujący wprowadzany jest od dołu reaktora, a węgiel od góry przechodząc kolejno przez etapy: podgrzewania, suszenia, pirolizy, zgazowania oraz spalania. Czas przebywania węgla w reaktorze wynosi 15–60 minut w przypadku procesu ciśnieniowego i zastosowania mieszaniny pary wodnej z tlenem jako medium zgazowującego. W przypadku procesu bezciśnieniowego i zastosowania mieszaniny pary wodnej z powietrzem czas ten może wynosić nawet kilka godzin. Z reguły proces prowadzony jest pod ciśnieniem 3 MPa. Maksymalna temperatura w strefie spalania wynosi 1500–1800°C dla reaktorów z odbiorem żużła i 1300°C dla reaktorów z odbiorem popiołu. Temperatura gazu syntezowego opuszczającego reaktor wynosi 400–500°C (Minchener 2005; Collot 2006).

W przypadku reaktorów ze złożem przesuwным bardzo ważne jest zapewnienie wydajnego transferu masy i ciepła pomiędzy złożem węgla a przepływającym gazem, co zależy w głównej mierze od gazoprzepuszczalności złoża, która determinowana jest przez (Porada

i in. 2013; 2014): uziarnienie węgla, odporność na defragmentację termiczną, właściwości spiekające, temperaturę topnienia popiołu. Wysoka gazoprzepuszczalność złoża zapewnia również mniejsze straty ciśnienia na złożu, bardziej stabilny skład i temperaturę gazu, a także zabezpiecza przed ryzykiem wybuchu. W zależności od typu reaktora, jak również właściwości spiekających węgla, dopuszczalna zawartość drobnych frakcji węgla zmienia się od 5% dla reaktora Lurgi do 50% dla reaktora BGL. Jeżeli chodzi o zastosowanie węgli spiekających, to w przypadku reaktora Lurgi możliwe jest wyłącznie ich stosowanie w mieszaninie z węglami niespiekającymi, natomiast reaktor BGL jest przystosowany do zgazowania węgli spiekających (Collot 2006).

Zgazowanie w złożu fluidalnym polega na podawaniu do czynnika zgazowującego zmielonego węgla o uziarnieniu 0,5–5 mm (oraz 0,25–0,5 mm w przypadku reaktora ze złożem transportującym), który jest wprowadzany do przepływającego ku górze medium zgazowującego. Odpowiednio dobrana prędkość strumienia czynnika zgazowującego umożliwia fluidyzację złoża. Reakcje zgazowania przebiegają w złożu fluidalnym, które utworzone jest przez piasek, koks, karbonizat, sorbent lub popiół. Czas przebywania węgla w strefie reakcji wynosi 10–100 s. Niska temperatura prowadzenia procesu zapobiega aglomeracji popiołu i tym samym utracie „płynności” złoża, jednakże w konsekwencji przyczynia się do niskiego stopnia przereagowania pierwiastka węgla. Część węgla, która nie uległa zgazowaniu jest unoszona z produktami reakcji do góry i ponownie zawracana do reaktora lub jego separacja i spalanie odbywa się w odrębnej jednostce (Collot 2006). Popiół natomiast jest odbierany w dolnej części reaktora. Ze względu na stosunkowo niską temperaturę zgazowania (900–1000 °C), reaktory te są efektywne w przypadku zgazowania węgli wosokoreaktywnych (węgle brunatne) i niskouwęglonych węgli kamiennych. Temperatura produkowanego gazu mieści się w granicach 650–1090°C (Porada i in. 2013).

Stopień konwersji węgla w przypadku zgazowania węgla z cyrkulującym złożem fluidalnym przy wykorzystaniu CO₂ jako czynnika zgazowującego wynosi około 79% (stopień konwersji pierwiastka C) (Chmielniak i in. 2013).

W reaktorach fluidalnych oprócz gazu procesowego generowany jest także karbonizat będący nośnikiem energii, który może stanowić produkt zgazowania lub zostać wykorzystany do produkcji energii elektrycznej.

Produkowany w układach zgazowania fluidalnego gaz procesowy zawiera oprócz H₂, CO i CO₂ znaczne ilości CH₄ oraz w mniejszych ilościach lekkie węglowodory alifatyczne (C₂H₄, C₂H₆) i aromatyczne (C₆H₆, C₁₀H₈), smołę oraz zanieczyszczenia (H₂S, COS, NH₃, HCN). Węglowodory aromatyczne, smoła – w każdym przypadku – oraz CH₄ i węglowodory alifatyczne – w przypadku zastosowania gazu syntezowego do celów chemicznych – stanowią jego niepożądane składniki i muszą zostać usunięte lub poddane konwersji. Ponadto stanowią one cenne źródło wodoru, który otrzymuje się w wyniku procesu reformingu autotermicznego ATR (*AutoThermal Reforming*), częściowego utleniania POX (*Partial OXidation*) lub CPOX (*Catalytical Partial OXidation*). Gaz procesowy po konwersji zawiera nieznaczne ilości węglowodorów kondensacyjnych, które są usuwane wraz z fenolami, NH₃ i HCN w skrubierach zasilanych wodą technologiczną. Węglowodory te są zawracane ponownie do węzła spalania tlenowego.

Zalety zgazowania w złożu fluidalnym to:

- niższe temperatury procesu niż w reaktorach dyspersyjnych,
- niskie nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne,
- duża niezawodność i dyspozycyjność pracy,
- wysoka efektywność działania,
- umiarkowane zapotrzebowanie na tlen i parę wodną,
- duża elastyczność paliwowa,
- korzystne warunki dla przebiegu reakcji Boudouarda,
- recyrkulacja częściowo skonwertowanego karbonizatu (oddzielonego z gazu procesowego) zapewnia warunki dużej koncentracji fazy stałej (karbonizatu i węgla) dobrze wymieszanej w strumieniu gazu.

Reaktory fluidalne stanowią obiecujący kierunek rozwoju technologii ze względu na wiele zalet, między innymi wykorzystanie CO₂ jako czynnika zgazowującego, doprowadzającego do układu węgiel (pierwiastek C) i tlen. Wykorzystanie CO₂ jako czynnika zgazowującego jest możliwe dzięki przebiegowi reakcji Boudouarda ($C + CO_2 \rightarrow 2 CO$), której produktem jest tlenek węgla, stanowiący oprócz wodoru podstawowy składnik gazu syntezowego. Poprzez wykorzystanie CO₂ w procesie zgazowania osiąga się większą efektywność procesu i mniejsze zużycie doprowadzonego tlenu w odniesieniu do zużytego paliwa, jak również zmniejszenie CO₂ przypadającego na jednostkę produktu końcowego. Przykładem takiego procesu w skali przemysłowej są technologie: BHEL (*Bharat Heavy Electricals Limited*), HTW (*High Temperature Winkler*), IDGC (*Integrated Drying Gasification Combined Cycle*), KRW (*Kellog Rust Westinghouse*), czy U-Gas.

Wymagania jakościowe dotyczące węgla do zgazowania w reaktorach fluidalnych opisuje szczegółowo praca Sobolewski i in. (2013b), w której przedstawiono trzy grupy parametrów jakościowych dla węgla kamiennego (kluczowe, istotne i dodatkowe) oraz dwie dla węgla brunatnego (kluczowe, istotne).

Parametrami kluczowymi węgla kamiennego do zgazowania w reaktorze fluidalnym są: wartość opałowa ($>18\,000$ kJ/kg), zawartość popiołu ($< 25\%$), temperatura topnienia popiołu ($> 1100^\circ\text{C}$), reakcyjność karbonizatu względem CO₂ ($>2,0$ s⁻¹), reakcyjność karbonizatu względem H₂O (< 20 min), zawartość chloru ($< 0,1\%$), podatność przemiatowa Hardgrove’a (45–65 GrH), spiekalność metodą Rogi (< 15 RI) (Sobolewski i in. 2013b; Porada i in. 2014).

Z kolei do parametrów istotnych węgla kamiennego należą: zawartość części lotnych, zawartość wilgoci, zawartość siarki całkowitej, zawartość węgla pierwiastkowego, zawartość wodoru, zawartość azotu, skład podstawowy popiołu.

Jeżeli chodzi o parametry dodatkowe, to określają one dopuszczalny zakres zawartości składników śladowych, w tym metali ciężkich.

W przypadku węgla brunatnego parametrami kluczowymi są: wartość opałowa (> 8000 kJ/kg), zawartość wilgoci ($< 50\%$), zawartość popiołu ($< 25\%$), zawartość alkaliów (Na₂O + K₂O) ($< 0,45\%$), temperatura topnienia popiołu ($> 1100^\circ\text{C}$), zawartość siarki całkowitej ($< 2,5\%$), reakcyjność karbonizatu względem CO₂ ($>2,0$ s⁻¹), reakcyjność karbonizatu względem H₂O (< 20 min), zawartość prasmoły ($< 15\%$) (Sobolewski i in. 2013b; Porada i in. 2014).

Do parametrów istotnych węgla brunatnego do zgazowania w reaktorze fluidalnym należą: zawartość części lotnych, zawartość węgla pierwiastkowego, zawartość wodoru, zawartość azotu, stabilność statyczna zawiesiny wodnej, zawartość poszczególnych tlenków (SiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , CaO , MgO) (Sobolewski i in. 2013b).

Zgazowanie w reaktorze dyspersyjnym polega na podawaniu współprądowym bardzo drobno zmielonego węgla (uziarnienie do 0,1 mm) lub zawiesiny węglowo-wodnej i czynnika zgazowującego do palnika reaktora. Proces ten charakteryzuje się krótkim czasem przebywania węgla w strefie reakcji ze względu na wysokie temperatury zgazowania (1200–1600°C) i ciśnienia (2–8 MPa). Wszystkie reaktory dyspersyjne są reaktorami z ciekłym odbiorem żużła, a ich ściany tworzy ekran wodny z izolacją ogniotrwałą albo ekran wodny z ciekłą warstwą żużła (Collot 2006; Porada i in. 2013). Surowy gaz syntezowy posiada wysoką temperaturę rzędu 1200–1800°C i wymaga znacznego ochłodzenia, które realizowane jest na dwa sposoby:

- zastosowanie wysokotemperaturowego wymiennika ciepła, co umożliwia recyrkulację ochłodzonego gazu do przestrzeni reaktora,
- bezpośredni natrysk wodny.

Reaktory dyspersyjne są powszechnie stosowane w przemyśle. Przykładem takiego procesu w skali przemysłowej są technologie: Shell, GE – Texaco, E – Gas, Prenflow, GSP.

Efektywne wykorzystanie CO_2 w procesie zgazowania wymaga spełnienia kilku warunków (Chmielniak i in. 2012; 2015b; Porada i in. 2014):

- odpowiedniej temperatury w celu przesunięcia równowagi reakcji Boudouarda w kierunku tworzenia tlenku węgla,
- podwyższonego ciśnienia w celu uzyskania wysokiego stopnia konwersji karbonizatu w określonym czasie reakcji.

Rozwój reaktorów dyspersyjnych wskazuje jednak, że posiadają one szereg wad, w tym (Strugała i in. 2011):

- konieczność stosowania wysokich temperatur zgazowania (powyżej 1300°C),
- ciekły odbiór żużła, co zwiększa oddziaływania erozyjne i korozyjne w reaktorze,
- ograniczenia związane z jakością węgla,
- niska koncentracja pyłu węglowego w układzie reakcyjnym, co uniemożliwia zastosowanie ditlenku węgla jako składnika gazu podmuchowego.

4.2. Układ kombinowany zintegrowany ze zgazowaniem (IGCC)

W ramach technologii IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) węgiel podlega gazyfikacji pod wysokim ciśnieniem (30 barów) w temperaturze utrzymywanej powyżej 1000°C z wytworzeniem gazu o wysokiej energii (gazu syntezowego), który składa się z tlenku węgla i wodoru (D'Souza 2013). Ten gaz syntezowy jest następnie spalany w turbinie gazowej, a para wytwarzana w wymienniku ciepła (wykorzystywana do chłodzenia gazu

syntezowego) jest wykorzystywana do zasilania wtórnej turbiny parowej, która wytwarza energię elektryczną. Technologia ta wykorzystuje kombinację turbin gazowych i parowych do produkcji energii elektrycznej.

Technologia ta obejmuje procesy (Burnard i Bhattacharaya 2011):

- kriogeniczną separację tlenu i azotu z powietrza,
- zgazowanie paliwa z udziałem tlenu lub powietrza,
- oczyszczanie gazu syntezowego,
- spalanie gazu syntezowego w turbinie gazowej.

W instalacjach tego typu do zgazowania mogą być stosowane różne paliwa: węgiel kamienny, koks naftowy i inne produkty petrochemiczne, biomasa, odpady komunalne. Syngaz przed skierowaniem go do turbiny poddany zostaje oczyszczaniu z pozostałości popiołów lotnych i innych cząstek stałych, związków siarki, amoniaku, metali ciężkich itp. Zatem, w przypadku tej technologii zanieczyszczenia są usunięte przed spalaniem gazu w turbinie, a nie jak w tradycyjnych technologiach energetycznych z gazów spalinyowych.

Obecnie wiele zakładów zgazowania wykorzystuje różne paliwa do produkcji chemicznej, z których wymienić należy (Burnard i Bhattacharaya 2011):

Zakład Buggenum w Holandii z wykorzystaniem technologii Shell o mocy 253 MW_e (netto); budowa rozpoczęta w 1994 r. z suchym zasilaniem tlenem reaktora do zgazowania O₂ i turbiny gazowej pracującej w temperaturze 1060°C,

Zakład Elcogas w Puertollano w Hiszpanii z wykorzystaniem technologii Prenflo o mocy 300 MW_e (netto); budowa rozpoczęta w 1998 r. z suchym zasilaniem tlenem reaktora do zgazowania O₂ i turbiny gazowej pracującej w temperaturze 1120°C; zakład wykorzystuje mieszanekę koksu i węgla,

Zakład Nakoso w Japonii z wykorzystaniem technologii Mitsubishi o mocy 250 MW_e (brutto); budowa rozpoczęta w 2007 r. z suchym zasilaniem powietrzem reaktora do zgazowania powietrzem i turbiny gazowej pracującej w temperaturze 1200°C,

Zakład Tampa Electric na Florydzie w Stanach Zjednoczonych z wykorzystaniem technologii GE o mocy 250 MW_e (netto); budowa rozpoczęta w 1996 r. z zasilaniem gazem i przedmuchiwaniem tlenem reaktora do zgazowania i turbiny gazowej pracującej w temperaturze 1200°C,

Zakład SUV/EGT w Czechach o mocy 350 MW_e (netto); budowa rozpoczęta w 1996 roku z wykorzystaniem technologii Lurgi Dry Ash,

Projekt repoweringowy Wabash River IGCC w stanie Indiana w Stanach Zjednoczonych z wykorzystaniem technologii E-GAS o mocy 262 MW_e (netto); budowa rozpoczęta w 1995 r. z zasilaniem zawisiną oraz przedmuchiwaniem tlenem reaktora do zgazowania i turbiny gazowej pracującej w temperaturze 1200°C.

Na świecie rozważanych jest wiele dużych projektów IGCC opartych na węglu (tab. 4.1). Powstaje więc jednak wiele nowych projektów, np. w: Kanadzie, Chinach, Unii Europejskiej, Indiach i Stanach Zjednoczonych; są one na różnych etapach planowania i budowy. Warto podkreślić, że technicznie IGCC jest dobrze przygotowane do wychwytywania CO₂. Należy mieć świadomość tego, że poniesione dodatkowe koszty będą znaczne, niemniej jednak będą niższe niż w przypadku klasycznych elektrowni węglowych.

Tabela 4.1. Efektywność układów IGCC dla różnych rozwiązań stosowanych w reaktorach dyspersyjnych

Sposób dozowania węgla	Sposób chłodzenia	Warunki	Efektywność (sprawność) zimnego układu ¹⁾ IGCC) (dla wartości opałowej) [%]	Technologia
Zawiesina wodna	bezpośredni natrysk wodą	64 bar 1500°C	37,8	GE
Zawiesina wodna	cyrkulacja gazu	64 bar 1500°C	43,6	GE, E-Gas
Zawiesina wodna w 320°C	cyrkulacja gazu	64 bar 1500°C	48,8	GE, E-Gas
Suche dozowanie	cyrkulacja gazu	32 bar 1500°C	50,0	Shell, Prenflo, Siemens
Suche dozowanie	dwustopniowe dozowanie surowca	32 bar 1100/1500°C	50,9	MHI, Eagle

¹⁾ Efektywność zimnego układu – jest to ilość energii chemicznej w produkcie wyjściowym w stosunku do ilości energii chemicznej wsadu (z uwzględnieniem energii doprowadzonej do procesu w celu jego prowadzenia).

Źródło: Higman i Burgt 2008

Zagadnienia gazyfikacji węgla, a w szczególności IGCC, zostały szeroko omówione w dwóch raportach (Henderson 2008; Fernando 2008).

Niektóre przedsiębiorstwa energetyczne nadal postrzegają IGCC jako złożone, ale gdy CCS staje się wymogiem, użycie IGCC z technologiami węglowymi może być efektywniejsze niż wdrażanie wychwytywania CO₂, opartego na oczyszczaniu spalin, jak wskazują różne badania (Henderson 2008).

Do szerszego wdrożenia IGCC wymagana jest zgodna współpraca między sprzedawcami technologii i przedsiębiorstwami użyteczności publicznej, jasnością wytycznych dotyczących emisji oraz zachęty rządowe.

4.3. Podziemne zgazowanie węgla

W wyniku wieloletnich badań prowadzonych w warunkach rzeczywistych w różnych skalach (od pilotowej do komercyjnej) i w wielu krajach (kraje b. ZSRR, Chiny, Australia, Belgia, Hiszpania, RPA), powstały dwie odmiany technologii podziemnego zgazowania. Technologie te różnią się sposobem udostępniania złoża węgla do tego procesu, są to (Couch 2009; Stańczyk i in. 2010): metoda otworowa, metoda szybową.

Metoda otworowa polega na wierceniu z powierzchni ziemi pionowych otworów, które łączy się w pokładzie poprzez przepalanie, z zastosowaniem sprężonego powietrza lub wody, czy metodą elektrokoksowania. Preferowaną obecnie techniką są wiercenia otworów kierunkowych, stosowane w przemyśle naftowym. Metoda otworowa stosowana jest głównie dla pokładów zalegających na dużych głębokościach i pokładów jeszcze nie eksploatowanych.

Metoda szybowa polega na udostępnieniu pokładu za pomocą otworów wierconych z już istniejących, bądź do tego celu wykonanych metodami górniczymi, wyrobisk. Metoda ma zastosowanie do pokładów położonych na mniejszej głębokości, a także partii węgla pozostałych po zakończonej eksploatacji górniczej.

Podziemne zgazowanie węgla UCG (*Underground Coal Gasification*) to konwersja węgla do gazu syntezowego *in-situ* w georeaktorach, a więc w instalacjach ułożonych pod ziemią. Do georeaktorów dostarczane są czynniki zgazowujące (tlen, powietrze i para wodna) za pomocą odwiertów. W procesie zgazowania węgla otrzymuje się gaz syntezowy, który stanowi cenny surowiec do syntezy dalszych produktów.

Wyróżnia się trzy grupy metod podziemnego zgazowania:

- pierwsza grupa polega na wykonaniu w pokładzie układu chodników i sztolni lub wykorzystaniu już istniejących w celu wykonania zgazowania wydzielonej partii pokładu (zwanej geogeneratorem lub gazogeneratorem), połączeniu ich z naziemnym systemem wtłaczającym medium zgazowujące (powietrze lub tlen), a następnie odbiorze produktu poprzez szyby lub otwory pionowe,
- druga grupa metod polega na udostępnieniu pokładu węgla przez pionowe odwierty, rozmieszczone w odpowiedniej siatce; część otworów służy do zatłaczania czynnika zgazowującego, a pozostałymi odbierane są produkty,
- trzecia grupa metod opiera się o udostępnienie pokładu węgla metodą wierceń wydających się z przemysłu wydobywania ropy i gazu; przykładem dla tej grupy jest metoda CRIP (*Controlled Retractable Injection Procedure*), w której wykorzystuje się odwierty wiercone kierunkowo, a generator zgazowania (front ogniowy) przesuwany jest w kierunku przeciwnym do przepływu gazu.

Inny podział metod zgazowania odnosi się do różnic w składzie czynników zgazowujących, którymi mogą być: powietrze, tlen para wodna, mieszanina strumieni tych czynników. Rodzaj czynnika zgazowującego zależy przede wszystkim od zamierzonej jakości uzyskanego gazu.

4.4. Efektywność energetyczna technologii naziemnego zgazowania

Ocenę efektywności technicznej i środowiskowej technologii zgazowania węgla w złożach: przesuwnym, fluidalnym i dyspersyjnym przedstawiono w publikacji (Czaplicka-Kollarz i in. 2013).

Rozwój technologii zgazowania jest ukierunkowany na wzrost efektywności i niezawodności procesu. Ma na to wpływ konieczność redukcji emisji substancji szkodliwych do atmosfery, w tym obniżenie emisji CO₂. Rozwój technologii usuwania CO₂ związany jest głównie z koniecznością zwiększenia efektywności, a przede wszystkim ze zmniejszeniem nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych procesu (Bigda i in. 2013).

Przed ostatecznym wyborem reaktorów zgazowania niezbędne jest wytypowanie węgla do tego procesu i wykonanie dokładnych analiz technicznych. Ze względu na to, że na pracę reaktora i jego dyspozycyjność mają wpływ właściwości popiołu, dlatego też dokonuje się badań mających na celu określenie jego topliwości, jak również lepkości ciekłego żużla. W przypadku wyboru reaktora dla energetyki największe znaczenie mają stosowane systemy dozowania surowca i chłodzenia gazu, które wpływają na uzyskiwane efektywności układów IGCC (tab. 4.1). Należy podkreślić, że występująca rozpiętość wyników pomiędzy poszczególnymi technologiami jest znacząca (Czerski i in. 2014). Suche dozowanie węgla jest korzystniejszym rozwiązaniem niż stosowanie zawiesiny wodno-węglowej. Znaczące podniesienie efektywności, w przypadku dozowania węgla w zawiesinie wodnej, może być uzyskane poprzez wstępne jej podgrzanie. Ponadto wpływ ma również sposób dozowania węgla, a także rodzaj zastosowanego chłodzenia gazu. Najwyższą efektywność można osiągnąć w reaktorach z chłodzeniem chemicznym, realizowanym poprzez dwustopniowe dozowanie paliwa. Chłodzenie cyrkulującym gazem, jak również chłodzenie w wymiennikach ciepła ma przewagę nad bezpośrednim natryskiem wodnym (Higman i Burgt 2008). Efektywność całego układu będzie zależeć od konfiguracji reaktora, chłodzenia, stosowanego surowca oraz czynników zgazowujących.

Zestawienie najważniejszych parametrów dotyczących efektywności energetycznej analizowanych technologii zgazowania przedstawiono w tabeli 4.2. Uzyskiwane w reaktorach dyspersyjnych stopnie konwersji są bardzo wysokie i zbliżone do siebie. Odbiegają od nich analizowane reaktory fluidalne, jednak dla reaktywnych węgli, zwłaszcza w technologii KBR Transport osiągają one również wysoki stopień konwersji węgla.

Tabela 4.2. Efektywność energetyczna dla wybranych technologii zgazowania

Parametr	Shell	GE Texaco	Prenflo	Siemens	E-Gas	KBR Transport	U-Gas ¹⁾
Stopień konwersji węgla [%]	99,8	99,8	99	99,8	97,5–99,1	87–99	85–95
Efektywność (sprawność) zimnego gazu [%] ²⁾	80–83	77,0	74	80,1	70	75	69,6

¹⁾ Technologia zgazowania U-Gas nosi obecnie nazwę SGT (SES Gasification Technology – Synthesis Energy Systems Gasification Technology), powstała w oparciu o prace badawcze prowadzone przez Gas Technology Institute (USA) w połowie lat siedemdziesiątych ubiegłego wieku; umożliwia, obok węgla i niskiej jakości materiałów węglowych, przetwarzanie także i innych materiałów odpadowych (biomas, paliwa pochodzące z odpadów).

²⁾ Efektywność zimnego gazu – jest to ilość energii chemicznej w gazie gorącym w stosunku do ilości energii chemicznej wsadu (z uwzględnieniem energii doprowadzonej do procesu w celu jego prowadzenia).

Źródło: Czerski i in. 2014

Efektywność energetyczna konwersji energii chemicznej węgla dla reaktorów różnych technologii kształtuje się następująco, %:

- reaktory ze złożem stałym:
 - technologia Lurgii – $\eta = 89\text{--}91$,
 - technologia BGL – $\eta = 88\text{--}92$;
- reaktory przepływowe (dyspersyjne):
 - technologia Shell – $\eta = 80\text{--}83$,
 - technologia GE – Texaco – $\eta = 76$,
 - technologia E – Gas – $\eta = 77$.

5. Technologie i metody usuwania CO₂

5.1. Technologie usuwania CO₂

Węgiel jest i będzie dostępny technicznie i ekonomicznie, a właściwe zastosowanie i rozwój technologii zapewni akceptowalność tego surowca, jako paliwa czystego, które przyczyni się do zrównoważonego rozwoju świata (Gawlik i Soliński 2004).

Efektywność energetyczna stanowi istotny filar polityki energetycznej Unii Europejskiej. Celem działań związanych ze wzrostem efektywności procesów wytwarzania energii jest: ograniczenie zużycia paliw kopalnych, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację źródeł zaopatrzenia w energię, zapobieganie zmianom klimatu poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych, zwłaszcza CO₂.

Działania związane z poprawą efektywności energetycznej realizowane są również w ramach strategii czystych technologii energetycznych. Czyste technologie są technologiami niskoemisyjnymi mającymi na celu zdecydowaną poprawę oddziaływania energetyki na środowisko przyrodnicze poprzez (Stańczyk 2008; Wróblewska 2010; Fijał 2015; 2016):

- poprawę efektywności energetycznej procesów wytwarzania i wykorzystania energii poprzez zwiększenie sprawności przemiany energetycznej lub ograniczenia zużycia energii,
- wdrożenie czystych technologii węglowych,
- rozwój energetyki gazowej,
- rozwój energetyki odnawialnej.

Według agendy zrównoważonego rozwoju niskoemisyjnego budownictwa, pojęcie „czyste” jest rozumiane jako „niskoemisyjne” (Sauding i Steinberg 2018). Emisje dwutlenku węgla są dobrym wskaźnikiem dla oceny innych emisji zanieczyszczeń do powietrza, a zatem „niskoemisyjny” odpowiada również ogólnie niskiej emisji do powietrza. Termin „niskoemisyjny” jest pojęciem względnym.

Spośród wielu indywidualnych technologii i ich kombinacji wykorzystywanych do świadczenia usług energetycznych uważa się za czyste te technologie, które charakteryzują się niską emisją dwutlenku węgla w całym łańcuchu dostaw. Ten łańcuch dostaw może być bardzo długi i obejmować wszystkie etapy od produkcji pierwotnej i transportu poprzez generację i centralny przesył po dystrybucję do użytkownika końcowego, lub krótki i obejmować jedynie zdecentralizowane świadczenie odpowiednich usług energetycznych z wykorzystaniem źródeł otoczenia lub rozwiązań przejściowych.

W praktyce za czyste technologie energii uważa się wszystkie te technologie, które redukują spalanie paliw kopalnych i emisję gazów cieplarnianych, wykorzystując (Sauding i Steinberg 2018):

- odnawialne źródła energii, w tym energię wodną, słoneczną, wiatrową, geotermalną i bioenergię, z wyjątkiem tej bioenergii, która powoduje tyle samo emisji węgla w łańcuchu dostaw, co główne paliwo alternatywne,
- pasywną energię słoneczną,
- energię otoczenia, w szczególności pompy ciepła,
- gazy z wysypisk śmieci i ścieków,
- odpady stałe (pod warunkiem, że spalanie jest zgodne z normami niskiej emisji),
- marnowane (tracone) ciepło.

Technologie skojarzone: generacja ciepła i energii elektrycznej CHP (*Combined Heat and Power*) oraz poligeneracja ciepła, zimna i energii elektrycznej CCHP (*Combined Cold Heat and Power*), nawet gdy wykorzystują paliwa kopalne o określonych współczynnikach emisji węgla, ale zastępują produkcję z elektrowni o wysokiej emisji, również można zaliczyć do czystych technologii.

Podstawową wadą węgla kamiennego, głównego nośnika energii, jest jego wysoka emisja gazowych i stałych substancji szkodliwych, powstających w procesach jego spalania. Problemem jest CO₂, którego obecności w spalinach nie da się uniknąć, a który przyczynia się do zwiększenia globalnego efektu cieplarnianego. W celu wytwarzania czystej energii z węgla niezbędne są działania mające na celu rozwój ekonomicznie opłacalnych technologii wychwytywania i magazynowania CO₂. Należy mieć świadomość tego, że nowoczesne technologie energetyczne charakteryzujące się wyższą efektywnością energetyczną, zastosowane do ograniczenia emisji CO₂, wiążą się ze zmniejszeniem (spadkiem) efektywności energetycznej instalacji energetycznej (dodatkowa energia jest niezbędna do przeprowadzenia procesu wychwytywania CO₂ ze spalin) (Szłęk i in. 2009).

Należy podkreślić, że technologia wychwytywania i składowania dwutlenku węgla CCS (*CO₂ Capture and Storage*) wiąże się z wykorzystaniem części wytworzonej energii, a więc proces wytwarzania energii z zerową emisją CO₂ będzie miał niższą sprawność od procesu, gdzie dwutlenek węgla jest wypuszczany do atmosfery.

Technologie CCS, pomimo dostępności większości elementów technologicznych, nie są powszechnie stosowane gdyż:

- charakteryzują się wysokimi kosztami, znacznie przewyższającymi korzyści rynkowe,
- ramy prawne działań związanych ze składowaniem CO₂ są niewystarczająco określone.

Należy przypuszczać, że o przyszłym rozwoju i upowszechnieniu technologii węglowych w dużej mierze zadecydują działania, zarówno o charakterze technologicznym, politycznym, jak i społecznym. Ogólnie rzecz biorąc systemy usuwania dwutlenku węgla można zgrupować w następujące rodziny procesów (Stańczyk i Bieniecki 2007; Chmielniak 2011; Leung i in. 2014):

- technologie separacji CO₂ z gazów spalinowych po procesie spalania,

- technologie separacji CO₂ z paliwa gazowego lub gazu syntezowego przed procesem spalania,
- technologie spalania paliw w atmosferze tlenu z recyrkulacją CO₂, (*Oxy-fuel combustion*),
- technologie *chemical looping*,
- separacja CO₂ na bazie hydratu,
- destylacja kriogeniczna.
- technologie separacji i usuwanie CO₂ w procesach wykorzystujących ogniwa paliwowe,
- współspalania paliw stałych z biomasą, w których ograniczenie emisji dwutlenku węgla polega na zastąpieniu części strumienia energii z paliwa pierwotnego biomasą.

W tabeli 5.1 zamieszczono porównanie trzech technologii zarówno dla elektrowni gazowych, jak i węglowych. W przypadku elektrowni opalanych węglem technologia wychwytu przed spalaniem zapewnia najniższy koszt na tonę unikniętego CO₂, podczas gdy technologie po spalaniu i technologia spalania w tlenie mają podobne koszty. Jednak w przypadku elektrowni opalanych gazem koszt na tonę CO₂, którego uniknięto w przypadku wychwytywania po spalaniu, był prawie o 50% niższy niż w przypadku pozostałych dwóch technologii wychwytywania. Ponadto wychwytywanie CO₂ po spalaniu jest zwykle najmniej wydajną opcją, z kosztami energetycznymi (*energy penalty*) wynoszącymi około 8 i 6% odpowiednio dla elektrowni węglowych i gazowych (Leung i in. 2014).

Tabela 5.1. Porównanie kosztów dla różnych procesów wychwytywania CO₂

Typ paliwa	Parametr	Technologie wychwytywania			
		bez wychwytu	po spalaniu	przed spalaniem	spalanie w tlenie
Węgiel	efektywność cieplna, % ¹⁾	44,0	34,8	31,5	35,4
	koszt kapitału, USD/kW	1 410	1 980	1 820	2 210
	koszt energii elektrycznej, c/kW	5,4	7,5	6,9	7,8
	koszt uniknięty CO ₂ , USD/Mg CO ₂	–	34	23	36
Gaz	efektywność cieplna, % ¹⁾	55,6	47,4	41,5	44,7
	koszt kapitału, USD/kW	500	870	1 180	1 530
	koszt energii elektrycznej, c/kW	6,2	8,0	9,7	10,0
	koszt uniknięty CO ₂ , USD/Mg CO ₂	–	58	112	102

¹⁾ Efektywność energetyczna odniesiona do wartości opałowej.

Koszty obejmują sprężanie CO₂ do 110 barów, ale z wyłączeniem magazynowania i transportu.

Źródło: Leung i in. 2014.

5.1.1. Technologia wychwytywania CO₂ po procesie spalania

Wychwytywanie CO₂ **po procesie spalania**, w których CO₂ jest wychwytywane ze spalin powstających podczas spalania w powietrzu, pierwotnych nośników energii, takich jak: węgiel, gaz ziemny i olej opałowy. Takie systemy mogą zostać dobudowane do istniejących siłowni oraz uwzględnione w nowobudowanych elektrowniach.

Technologia wychwytywania CO₂ po procesie spalania jest technologią sprawdzoną i dostępną w skali przemysłowej w przemysłach gazowym i naftowym oraz energetycznym. Oparta jest na procesach chemicznej absorpcji. Technologia ta wymaga obniżenia stężenia innych zanieczyszczeń, to jest tlenu siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i pyłu, gdyż obecność tych zanieczyszczeń zmniejsza efektywność chemicznego absorbera.

Do zalet tej technologii zaliczyć należy (Leung i in. 2014):

- dojrzałość w porównaniu do innych alternatywnych technologii,
- łatwość montażu w istniejących instalacjach.

Natomiast wadą jest niskie stężenie CO₂ w spalinach, które wpływa na efektywność jego wychwytywania.

W Polsce działa mobilna instalacja demonstracyjna wychwyty ditlenku węgla ze spalin, powstała w ramach realizacji Strategicznego Programu: Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii, zadanie1: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin Obecnie jest zainstalowana w Elektrowni Łaziska. Opis instalacji i zagadnień integracji instalacji z obiegiem siłowni cieplnej zawiera monografia (Ściążko i Więclaw-Solny (red.) 2015).

5.1.2. Technologie wychwytywania CO₂ przed procesem spalania

Wychwytywanie CO₂ **przed procesem spalania**, w których paliwa stałe przetwarzają się do postaci gazu syntezowego, a następnie na paliwo gazowe – gaz syntezowy z węgla lub gaz ziemny – podlegają przetworzeniu w reakcji wymiany, w łatwe do rozdzielania strumienie CO₂ i wodoru. Wodór może być wówczas wykorzystany do wytwarzania elektryczności lub jako paliwo w ogniwach paliwowych, a strumień CO₂ przekształcony do postaci dogodnej do składowania lub sekwestracji.

Idea przyświecająca technologii wychwytywania CO₂ przed procesem spalania, polega na usunięciu pierwiastka węgla z gazu ziemnego, ropy naftowej lub węgla przed ich spalaniem, pozostawiając wyłącznie wodór. Tak otrzymany wodór może być użyty jako paliwo w elektrowniach lub ogniwach paliwowych. W praktyce zgazowanie paliw kopalnych jest procesem dobrze znanym i dostępnym w skali przemysłowej od wielu lat, lecz niezbyt szeroko stosowanym dla celów energetycznych. Proces ten to układ kombinowany zintegrowany ze zgazowania węgla (IGCC).

Zalety tej technologii to (Leung i in. 2014):

- wysokie stężenie CO₂ zwiększa efektywność sorpcji,

- w pełni rozwinięta technologia, wprowadzona komercyjnie na wymaganą skalę w niektórych sektorach przemysłu,
- możliwość modernizacji istniejącej instalacji.

Do wad tej technologii zaliczyć należy (Leung i in. 2014):

- związany z temperaturą problem wymiany ciepła i problemy ze spadkiem wydajności wynikające z zastosowaniem bogatego w wodór paliwa do turbiny gazowej,
- wysokie zapotrzebowanie mocy (pasożytniczej) do regeneracji sorbentu,
- niewystarczające doświadczenie ze względu na niewiele działających obecnie na rynku instalacji zgazowujących,
- wysokie koszty kapitałowe i operacyjne obecnych systemów sorpcyjnych.

5.1.3. Technologia spalania w atmosferze wzbogaconej tlenem

Spalanie w tlenie to skuteczna technologia wychwytywania i składowania CO₂. Spalanie tlenowe w elektrowniach węglowych jest obiecującą technologią, dzięki której można zmniejszyć emisję CO₂. Do spalania w tlenie wymagana jest odpowiednia ilość recyrkulowanych recyrkulowanych spalin RFG (*Recirculated Flue Gas*), która nie tylko obniża temperaturę płomienia, ale także poprawia mieszanie paliwa i utleniacza w palenisku, co skutkuje pełniejszym spalaniem (Hou i in. 2020).

Spalanie tlenowe polega na spalaniu paliwa z tlenem oddzielonym od powietrza. Układy spalania tlenowego mają wiele podobieństw do układów węglowych, gdyż układy zasilania paliwem, układy parowe i inne układy instalacji są prawie identyczne z odpowiednikami zasilanymi powietrzem (SET-Plan 2011). Spalanie węgla kamiennego w powietrzu wzbogaconym tlenem polega na podawaniu do komory spalania powietrza o stężeniu tlenu powyżej 21%. Stężenie O₂ nie powinno przekraczać 96%, ponieważ prowadzenie procesu w tych warunkach jest praktycznie niemożliwe, ze względu na występowanie wysokich temperatur w strefie spalania (Nowak i Pronobis (red.) 2010; Nowak i Czakiert (red.) 2012).

W wyniku spalania paliwa w powietrzu wzbogaconym tlenem otrzymuje się wysoką koncentrację CO₂, którego sekwestracja jest znacznie łatwiejsza. Zastosowanie w tym procesie recyrkulacji spalin umożliwia ograniczenie emisji NO_x, SO_x i CO (Toftegaard i in. 2010; Mackrory i Tree 2012; Lasek 2011).

W wyniku recyrkulacji spalin powstaje gaz składający się głównie z CO₂ i pary wodnej. Wytwarzany strumień CO₂ po odpowiedniej koncentracji jest gotowy do sekwestracji poprzez kondensację pary wodnej. Recyrkulacja spalin przyczynia się do kontroli temperatury płomienia w kotle, jak również kompensuje brakujący azot, zapewniając w ten sposób wystarczającą ilość gazu dla procesu wymiany ciepła w kotle.

Spalanie w tlenie, w porównaniu do konwencjonalnych elektrowni węglowych, wymaga dużo większych nakładów inwestycyjnych, poniesionych na budowę instalacji tlenowni oraz instalacji recyrkulacji spalin, jak również wytwarza mniejszą moc wyjściową ze względu na zapotrzebowanie mocy przez te instalacje. Ponadto CCS wymaga skła-

dowisk CO₂, które nie są dostępne w wielu lokalizacjach elektrowni węglowych (Hou i in. 2020).

Zagadnienia spalania tlenowego były również przedmiotem badań w Strategicznym Programie Badań Naukowych i Prac Rozwojowych: *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*, zadanie 2: *Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂. Spalanie tlenowe (Oxy-combustion)*, realizowanego w latach 2010–2015. Celem realizacji tego zadania było: opracowanie podstaw procesu spalania tlenowego i jego zademonstrowanie w instalacjach pilotowych, jak również zademonstrowanie technologii wysokosprawnego spalania tlenowego zarówno w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej (CFB) jak i palenisku pyłowym (PC).

Główne problemy techniczne i naukowe technologii spalania w tlenie dotyczą (Burnard i Bhattacharaya 2011; Kather i in. 2008):

- identyfikacji optymalnego nadmiaru tlenu,
- zachowania się węgla podczas spalania w atmosferze składającej się z CO₂, H₂O i O₂,
- mechanizmów powstawania zanieczyszczeń, takich jak: NO_x, SO₂ i CO; śladowe ilości SO₂ i NO_x prawdopodobnie reagują nawet z 1% resztkową ilością tlenu,
- odpowiedniej mieszaniny tlenu z zawracanymi spalinami,
- wpływu składu spalin na wymianę ciepła, szczególnie przez promieniowanie,
- potencjału wykorzystania ciepła spalin o niskiej temperaturze na wyjściu z kotła w celu poprawy ogólnej efektywności energetycznej,
- optymalnego poziomu temperatury dla recyrkulacji spalin,
- zanieczyszczeń i korozji w środowisku paliwowo-tlenowym.

W eksploatacji komercyjnej nie ma elektrowni w technologii spalania w tlenie, a jedną z większych instalacji demonstracyjnych była instalacja o mocy 30 MW_e w Callide w Australii (Hou i in. 2020).

Proces spalania w tlenie jest wciąż na etapie rozwoju i nadal potrzeba wielu badań, aby w pełni wyjaśnić konsekwencje jego wdrożenia w elektrowni.

Spalanie węgla w tlenie do wytwarzania energii elektrycznej z wychwytem i magazynowaniem CCS (*Carbon Capture and Storage*) było rozwijane przez Vattenfall w Niemczech w dużej elektrowni na węgiel brunatny w Schwarze Pumpe, gdzie funkcjonowała niewielka jednostka demonstracyjna o zdolności wychwyty 0,1 Mt CO₂ (30 MW_t) rocznie (Benson i in. 2012). Również w Stanach Zjednoczonych w ramach realizacji programu FutureGen 2.0 planowana była modernizacja starej elektrowni węglowej ze spalaniem w tlenie. Duża jednostka demonstracyjna zaproponowana w zachodniej Kanadzie została porzucona z powodu wysokich kosztów kapitałowych (Benson i in. 2012).

5.1.4. Separacja CO₂ na bazie hydratu

Separacja CO₂ na bazie hydratów to nowa technologia, dzięki której spaliny zawierające CO₂ są wystawiane na działanie wody pod wysokim ciśnieniem, tworząc hydraty. CO₂ w spalinach jest selektywnie angażowany w klatkach hydratu i jest oddzielany od

innych gazów. Mechanizm opiera się na różnicach równowagi fazowej CO₂ z innymi gazami, przy czym CO₂ może łatwiej tworzyć hydraty niż inne gazy, takie jak N₂ (Kotowicz i Janusz 2007; Majchrzak 2016).

Zaletą tej technologii jest niewielka strata energii (*energy penalty*) (6–8%), a zużycie energii wychwytywania CO₂ przez hydrat może wynosić zaledwie 0,57 kWh/kg CO₂. Poprawa szybkości tworzenia hydratów i zmniejszenie ciśnienia hydratu może poprawić efektywność wychwytywania CO₂. Ponadto tetrahydrofuran (THF) – rozpuszczalnik mieszający się z wodą – może w niskich temperaturach tworzyć stałe struktury hydratów klatratu z wodą. THF jest często stosowany jako promotor termodynamiczny do tworzenia hydratów. US DOE uważa, że ta technologia jest obecnie najbardziej obiecującą zidentyfikowaną technologią separacji CO₂, będącą w fazie badań i rozwoju (Leung i in. 2014).

5.1.5. Destylacja kriogeniczna

Destylacja kriogeniczna to proces separacji gazów z wykorzystaniem destylacji w bardzo niskiej temperaturze i pod wysokim ciśnieniem i może służyć do oddzielania składników mieszaniny gazowej (ze względu na różne punkty wrzenia) (Kotowicz i Janusz 2007; Majchrzak 2016). W celu oddzielenia CO₂, spaliny zawierające ten gaz są schładzane do temperatury desublimacji (–100 do –135°C), a następnie zestalony dwutlenek węgla jest oddzielany od innych lekkich gazów i sprężany do wysokiego ciśnienia 100–200 bar. Ilość odzyskanego CO₂ może sięgać 90–95% spalin. Ze względu na skrajnie niską temperaturę i wysokie ciśnienie, destylacja jest więc procesem energochłonnym, szacowanym na 600–660 kWh/Mg CO₂ odzyskanego w postaci ciekłej (Leung i in. 2014).

5.1.6. Ograniczanie emisji CO₂ poprzez współspalanie węgla i biomasy

W procesach współspalania węgla i biomasy występują problemy dotyczące efektywności energetycznej układów do spalania tych mieszanek oraz kosztów pozyskania paliwa. Efektywność energetyczna układów zależy od sprawności kotła oraz specyfiki procesu spalania mieszanek, odmiennej od spalania samej biomasy czy węgla.

Koszty pozyskania paliwa obejmują: zakup węgla, pozyskanie biomasy oraz przygotowanie mieszanek paliwowych. Pozyskanie biomasy zależy przede wszystkim od uwarunkowań regionalnych. Współspalanie biomasy wymaga przy tym rozwiązania szeregu problemów wiążących się z jej dużą objętością i zawartością wilgoci (Mirowski i in. 2018).

5.2. Metody wychwytywania CO₂

Wychwytywanie CO₂ ze spalania paliw może być przeprowadzane poprzez (Ściążko 2009; Warmuziński in. 2011; Bigda i in. 2013; Więclaw-Solny i in. 2013; Sztekler i in. 2014; Mamoori i in. 2017):

- absorpcję (na bazie: amin, roztworów alkalicznych, cieczy jonowych i amoniaku); na poziomie komercyjnym wdrożono roztwory na bazie amoniaku i roztworów alkalicznych.
- membrany (nieorganiczne, polimerowe, ułatwiające transport, z matrycą mieszaną); membrany polimerowe zostały wdrożone na poziomie komercyjnym. Membrany nieorganiczne, ułatwiające transport FTM (*Facilitated Transport Membranes*) i membrany z matrycą mieszaną MMM (*Mixed Matrix Membranes*) są badane w skali laboratoryjnej.

Tabela 5.2. Porównanie różnych technologii separacji

Technologia	Zalety	Wady
Absorpcja	<ul style="list-style-type: none"> – wysoka efektywność pochłaniania (> 90%), – sorbenty można regenerować przez ogrzewanie i/lub obniżanie ciśnienia, – najbardziej dojrzały proces separacji CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> – efektywność absorpcji zależy od stężenia CO₂, – do regeneracji absorbentu potrzebne są znaczne ilości ciepła, – należy mieć świadomość wpływu na środowisko związane z degradacją sorbentu
Adsorpcja	<ul style="list-style-type: none"> – proces jest odwracalny, a adsorbent można poddać recyklingowi, – osiągalna wysoka efektywność adsorpcji (> 85%) 	<ul style="list-style-type: none"> – wymagają adsorbentu o wysokiej temperaturze, – wysoka energia wymagana do desorpcji CO₂
Spalanie w pętli chemicznej	<ul style="list-style-type: none"> – głównym produktem spalania jest CO₂, który pozostaje niez mieszan z N₂, co pozwala uniknąć energochłonnej separacji powietrza 	<ul style="list-style-type: none"> – proces jest wciąż w fazie rozwoju i nie ma doświadczenia operacyjnego na dużą skalę
Separacja membranowa	<ul style="list-style-type: none"> – proces stosowany do oddzielenia innych gazów, – osiągalna wysoka efektywność separacji (> 80%) 	<ul style="list-style-type: none"> – problemy operacyjne związane są z niewielkimi strumieniami i zanieczyszczeniem
Separacja na bazie hydratu	<ul style="list-style-type: none"> – małe koszty energetyczne (<i>energy penalty</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> – wymagane są nowe technologie, a także dalsze badania i rozwój
Destylacja kriogeniczna	<ul style="list-style-type: none"> – dojrzała technologia, – przyjmowany od wielu lat w przemyśle do odzyskiwania CO₂, – realne tylko przy bardzo wysokim stężeniu CO₂ > 90% v/v. 	<ul style="list-style-type: none"> – powinna być przeprowadzana w bardzo niskiej temperaturze, – proces jest bardzo energochłonny

Źródło: Leung i in. 2014

- adsorpcję (zeolity, materiały na bazie węgla, tlenki metali, szkielety metaloorganiczne/ porowate sieci polimerowe); na poziomie komercyjnym nie zostały jeszcze zaimplementowane. Większość wymienionych powyżej technologii adsorpcji CO₂ została zbadana w skali laboratoryjnej;
- pętlę chemiczną CLC (*Chemical Looping Combustion*) (spalanie, reforming); na poziomie komercyjnym metoda ta jeszcze nie jest zaimplementowana, ale istnieje kilka jednostek demonstracyjnych na skalę pilotażową. Większość obecnych pętli została zbadana w skali laboratoryjnej. Metoda ta zostanie szerzej omówiona w porównaniu do wcześniej wymienionych, gdyż prawdopodobnie będzie ona rozwijana w energetyce węglowej.

W tabeli 5.2 przedstawiono porównanie głównych technologii separacji CO₂, które można zastosować w celu wydzielenia dwutlenku węgla ze spalin/paliwa gazowego.

5.2.1. Wychwytywanie CO₂ przez absorpcję

Separacja CO₂ stosowana w przemyśle naftowym i chemicznym polega właśnie na absorpcji przez rozpuszczalniki chemiczne lub fizyczne. Technologia ta jest wykorzystywana zarówno do wychwytywania CO₂ po spalaniu (z rozpuszczalnikami chemicznymi), jak i przed spalaniem (z rozpuszczalnikami fizycznymi). Metodą rozpowszechnioną do wychwytywania CO₂ po spalaniu paliwa w różnych gałęziach przemysłu (cementowy, metalurgiczny, elektrownie i rafinerie ropy naftowej) jest absorpcja chemiczna przez wodny amoniak, rozpuszczalniki na bazie amin, takich jak: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) i N-metyldietanolamina (MDEA) oraz rozpuszczalniki alkaliczne Ca(OH)₂ i NaOH. Uznane komercyjne technologie absorpcji fizycznej do wychwytu CO₂ przed spalaniem obejmują Selexol, Rectisol, Purisol Fluor (Mamoori i in. 2017).

Absorpcja jest dobrze ugruntowaną metodą separacji, skutkuje wysoką efektywnością wychwytywania CO₂, ale cechuje się wysokim zapotrzebowaniem energii niezbędnej do regeneracji rozpuszczalnika. Inne ograniczenia to: korozja i duża ilość wody uzupełniającej, jak również zatrucie rozpuszczalników (zmniejszenie stabilności) zanieczyszczeniami obecnymi w gazach spalinowych (NO_x, SO_x, H₂S), które stanowią istotne bariery.

Postęp w opracowywaniu materiałów i optymalny dobór rozpuszczalników o lepszej charakterystyce energetycznej, jak również usprawnienia procesów, mają istotne znaczenie dla rozwoju następnej generacji technologii absorpcyjnych.

5.2.2. Wychwytywanie CO₂ przez separację membranową

Zastosowanie membran do separacji gazów jest bardziej energooszczędne i przyjazne dla środowiska niż inne metody separacji. Membranowa separacja CO₂ jest zwykle prowadzona w warunkach ciągłych i ustalonych, a różnica ciśnień na membranie przyspiesza proces przenikania. Czynnikiem decydującym o efektywności separacji gazów są przede

wszystkim: materiał membrany, jej konfiguracja, morfologia, skład i warunki pracy. Zastosowanie technologii membranowej do wychwytywania CO₂ po spalaniu jest bardzo trudne, głównie ze względu na niskie ciśnienie strumieni gazów spalinowych.

Różne porowate membrany nieorganiczne składające się zazwyczaj z zeolitów, szkieletów metaloorganicznych MOF (*Metal Organic Frameworks*), węglowych sit molekularnych CMS (*Carbon Molecular Sieves*), ceramiki i niektórych tlenków (np. glinu, tytanu, cyrkonu) były szeroko badane pod kątem wychwytywania CO₂ z gazów spalinowych, a także ścieków (Mamoori i in. 2017).

Membrany nieorganiczne, pomimo możliwości pracy w wysokich temperaturach i ich stabilności mechanicznej, charakteryzują się wysokimi kosztami produkcji, co utrudnia ich komercjalizację.

Membrany polimerowe są niezwykle przydatne w zastosowaniach przemysłowych na dużą skalę. Jednak polimerowe membrany kompozytowe mają niską efektywność separacji w porównaniu z membranami nieorganicznymi. Aby wykorzystanie membran polimerowych było opłacalne przy wychwytywaniu CO₂ po spalaniu, wymagana jest minimalna selektywność CO₂/N₂ wynosząca 200 i ponadto musi być utrzymana stosunkowo wysoka przepuszczalność (Mamoori i in. 2017). Wysoka przepuszczalność eliminuje potrzebę stosowania dużej powierzchni membrany dla akceptowalnego stopnia separacji, co w ten sposób zmniejsza koszty kapitałowe procesu separacji.

Udowodniono, że membrany ułatwiające transport FTM (*Facilitated Transport Membranes*), takie jak membrany: płynne, jonowymienne i ze stałym nośnikiem są wysoce selektywne w stosunku do CO₂. Jednak są one narażone na zatrucie śladowymi ilościami kwaśnych gazów, takimi jak NO_x i SO_x znajdującymi się w spalinach.

Kompozytowe membrany z pustych włókien składające się z cienkiej selektywnej warstwy o grubości mniejszej niż mikrometr, wspartej na wysoce porowatej polimerowej konstrukcji nośnej, zapewniają możliwości zaawansowanego rozwoju membrany.

Membrany z matrycą mieszaną MMM (*Mixed Matrix Membranes*) utworzone przez zdyspersgowanie wysoce selektywnych cząstek sit molekularnych, takich jak: zeolity, nanorurki węglowe, krzemiany warstwowe i szkielety metaloorganiczne MOF (*Metal Organic Framework*) w matrycy polimerowej są obiecującymi materiałami do separacji CO₂. Poza tym ich obecne procesy produkcyjne są kosztowne i złożone.

W kontekście wychwytywania CO₂ przez membrany, przyszłe możliwości powinny skupić się na membranach kompozytowych wykorzystujących zarówno składniki polimerowe jak i nieorganiczne, które są w stanie przewyższyć obecnie najlepiej działające membrany.

5.2.3. Wychwytywanie CO₂ przez adsorpcję

Wychwytywanie CO₂ nad porowatymi materiałami stałymi jest obiecującym podejściem do selektywnego usuwania CO₂ ze strumienia gazu w różnych gałęziach przemysłu (Masel 1996; Baka i in. 2013; Wawrzyńczak i in. 2014; Majchrzak 2016). Badania prowadzono na różnorodnych adsorbentach pod kątem wychwytywania CO₂ z gazów przed spalaniem i po

spalaniu. Ogólnie stosowane adsorbenty są klasyfikowane jako materiały wysokotemperaturowe (chemisorbenty) lub niskotemperaturowe (fizykosorbenty) (Sarbak 2000; Stepnowski i in. 2010). Materiały wysokotemperaturowe obejmują: hydrotalkity, alkalia, tlenki wapnia, krzemiany i cyrkoniany, a także sole podwójne. Natomiast adsorbenty niskotemperaturowe obejmują konwencjonalne materiały porowate, takie jak: zeolity, materiały oparte na węglu (np. węgiel aktywny, nanorurki węglowe, nanowłókna węglowe, grafen) oraz sita molekularne, jak również najnowsze materiały, takie jak: szkielety metaloorganiczne MOF, porowate sieci polimerowe PPN (*Porous Polymer Networks*) i kowalencyjne struktury organiczne COF (*Covalent Organic Frameworks*) (Mamoori i in. 2017). Aminy na nośniku należą do adsorbentów niskotemperaturowych, ale są to chemisorbenty silnie oddziałujące z CO₂.

Zastosowanie sorbentów do separacji CO₂ związane jest ze spełnieniem szeregu kryteriów: wysoka wydajność robocza i selektywność, niski koszt, niskie wymagania dotyczące regeneracji, długoterminowa stabilność i szybka kinetyka.

W celu uzyskania optymalnej efektywności wychwytu CO₂, należy dokonać optymalizacji (poza właściwościami fizykochemicznymi adsorbentów) następujących ważnych parametrów procesu: konfiguracja cyklu, liczba etapów, czas cyklu, ciśnienie robocze lub temperatura oraz liczba zaadsorbowanych warstw (Mamoori i in. 2017).

Wychwytywanie CO₂ oparte na adsorpcji przez PSA (*Pressure Swing Adsorption*) jest interesujące ze względu na prosty proces, niskie zapotrzebowanie na energię i niskie koszty. Jednak niski poziom odzysku CO₂ stanowi nadal wyzwanie dla tego podejścia. Generalnie, dla wychwytu CO₂ po spalaniu, adsorpcja zmiennociśnieniowa VSA (*Vacuum Swing Adsorption*) i TSA (*Temperature Swing Adsorption*) są bardziej przydatne niż PSA, podczas gdy (głównie ze względu na duże spadki ciśnienia w stosowaniu gazów spalinowych) PSA jest bardziej obiecująca dla procesu przedspalania.

Częstym problemem związanym z przebiegiem procesu jest ścieranie się cząstek adsorbentu. Zastosowanie strukturalnych adsorbentów, takich jak monolity lub puste włókna, może rozwiązać problemy zarówno ze spadkiem ciśnienia, jak i ścierania, a jednocześnie umożliwić szybkie wykonywanie cykli. Szybkie cykle wahadłowe mogą zwiększyć przepustowość procesu, co pozwala na mniejszy zapas adsorbentów i mniejsze rozmiary kolumny.

Proces TSA do wychwytywania CO₂ jest nadal daleki od wdrożenia na dużą skalę ze względu na wysokie zapotrzebowanie energii do regeneracji adsorbentu i długi czas etapu jego chłodzenia.

Separacja oparta na adsorpcji może rozwiązać większość ograniczeń procesów absorpcji. Technologie opracowane dotychczas nie są opłacalne na ich obecnych etapach rozwoju. Należy podkreślić, że żadna operacja na dużą skalę nie została jeszcze w pełni wdrożona. Projektowanie, opracowywanie i ocena wysokosprawnych adsorbentów powinny być ściśle połączone z oceną ich praktycznej efektywności i rozważaniami dotyczącymi procesu.

5.2.4. Wychwytywanie CO₂ przez pętlę chemiczną

Spalanie w pętli chemicznej CLC (*Chemical Looping Combustion*) i reforming w pętli chemicznej CLR (*Chemical Looping Reforming*) to dwa procesy, które są uważane za potencjalnie opłacalne opcje wychwytywania CO₂ przy minimalnych stratach energii, w których zarówno CO₂ jak i H₂O są z natury oddzielane od spalin. Mogą również w znacznym stopniu zminimalizować powstawanie NO_x podczas reakcji. Przeglądu postępów w rozwoju spalania w pętli chemicznej przedstawiono w pracy H. Fanga i in. (2009).

W procesach pętli chemicznej stosowane są tlenki metali, takich jak: Fe, Cu, Co, Mo, Mn, Cr, Nb, V, Ce i In. Tlenki te charakteryzują się: wysoką aktywnością oksydacyjno-redukcyjną, stabilnością mechaniczną (w złożach fluidalnych), odpornością na aglomerację, wysoką temperaturą topnienia (wytrzymują temperaturę reakcji i zapobiegają aglomeracji), długotrwałą stabilnością w warunkach wielokrotnego utleniania/redukcji, jak również niskimi kosztami i nieznacznym wpływem na środowisko przyrodnicze (Mamori i in. 2017). Spośród tych właściwości istotnym kryterium jest reaktywność zarówno w cyklach utleniania, jak i redukcji. W celu osiągnięcia maksymalnej efektywności spalania, tlenki te powinny umożliwić całkowite spalanie paliwa. Żaden z dotychczas badanych nośników tlenu nie jest w stanie jednocześnie spełnić wszystkich powyższych wymagań.

Koncepcja usuwania dwutlenku węgla w pętli chemicznej powstała na przełomie XX i XXI wieku, jako potencjalnie atrakcyjna ekonomicznie metoda usuwania CO₂ w wysokiej temperaturze ze strumienia gazów spalinowych z elektrowni węglowej lub innych gazów procesowych (Stanmore i Gilot 2005; Bigda i in. 2013).

Zastosowanie sorbentu na bazie wapnia do absorpcji CO₂ zostało opatentowane w 1933 r. (Wang i in. 2013). Natomiast proces pętli wapniowej (CaL) w technologii wychwytywania CO₂ po spalaniu węgla został po raz pierwszy zaproponowany przez Shimizu i współpracowników w 1999 r. i rozwijany w latach następnych (Shimizu i in. 1999; Romano i in. 2013a; Tomaszewicz i Kotyczka-Morańska 2013; Hanak i in. 2014).

Chemiczna pętla wapniowa CaLC (*Calcium Looping Cycle*) obejmuje dwie naprzemienne reakcje karbonatyzacji i kalcynacji. W technologii tej sorbent wapniowy – tlenek CaO – krąży pomiędzy reaktorami: karbonizatorem (absorber) i kalcynatorem (regenerator). Spaliny są wtłaczane do reaktora karbonizatora działającego pod ciśnieniem atmosferycznym i w temperaturze 600–700°C, gdzie CO₂ reaguje z CaO tworząc CaCO₃. Substancje stałe z karbonizatora (głównie CaO i CaCO₃), po oddzieleniu w cyklonie od czystych gazów spalinowych emitowanych do atmosfery, wysyłane są do drugiego reaktora kalcynatora, gdzie CaCO₃ jest rozkładany na CaO i ponownie zawracany do reaktora karbonizatora.

Zgodnie z reakcją równowagi CaO–CaCO₃ i uwzględniając uwarunkowania pracy kalcynatora pod ciśnieniem atmosferycznym i wysokim ciśnieniem cząstkowym CO₂, proces kalcynacji musi zachodzić w temperaturze około 900°C (Romano i in. 2013a). Etap kalcynacji zużywa około 35–50% z całkowitego dopływu ciepła do systemu (Hanak i in. 2014).

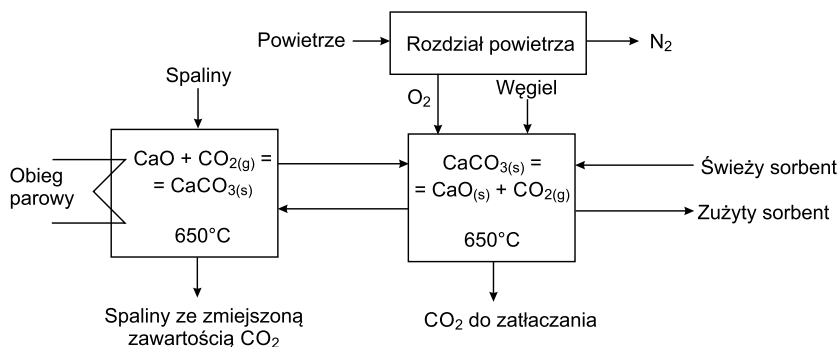
Taki proces, ponieważ zależy od reakcji równowagowej, nie może oczywiście całkowicie usunąć CO₂; prawdopodobnie usuwanie 80–90% CO₂ jest rozsądnym celem opłacalnego procesu (Anthony (Ben) 2011).

W związku z tym, że proces kalcynacji CaCO₃ jest endotermiczny, a ciała stałe z karbonizatora wymagają podgrzania do temperatury kalcynacji, to do kalcynatora należy dostarczyć dużą ilość ciepła poprzez spalanie w tym reaktorze dodatkowego paliwa. W celu uniknięcia rozcieńczania strumienia gazu CO₂ azotem z powietrza, pochodzącego z kalcynatora, zaleca się stosowanie spalania tlenowego (oxyspalanie) węgla lub gazu ziemnego w kalcynatorze.

Bogate w CO₂ spaliny opuszczające kalcynator są schładzane do 350°C przez wytwarzanie przegrzanej pary. Część tych gazów jest filtrowana w gorącym elektrofiltrze i zawracana do kalcynatora jako gaz fluidyzacyjny i moderator temperatury (Romano i in. 2013b). Schłodzony, bogaty w CO₂ strumień z kalcynatora musi być oczyszczony z nieskroplonych gazów N₂ i Ar, które pochodzą z paliwa spalanego w kalcynatorze oraz zawartych w tlenie o czystości 95% wytwarzanego w układzie separacji powietrza ASU (*Air Separation Unit*), jak również z przecieków powietrza.

Ze względu na dużą przepustowość gazu na jednostkę powierzchni tych reaktorów, pracują one w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym CFB (*Circulating Fluidised Bed*).

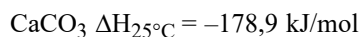
Ogólny schemat chemicznej pętli wapniowej przedstawiono na rysunku 5.1.



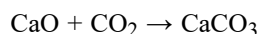
Rys. 5.1. Ogólny schemat chemicznej pętli wapniowej
Źródło: Beer 2007; Tomaszewicz i Kotyczka-Morańska 2013

Należy podkreślić, że usuwanie CO₂ w pętli chemicznej może stanowić realną konkurencję dla obecnie stosowanych metod absorpcyjnych usuwania CO₂. Według Bigdy i in. (2013) szacunkowe dane wykazują, że spadek efektywności energetycznej dla metod absorpcyjnych wynosi 10–12%, natomiast dla pętli chemicznej może wynosić 6–8%.

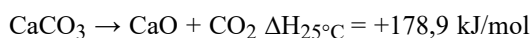
Sorbenty na bazie tlenku wapnia obecnie mają szerokie zastosowanie w procesie usuwania CO₂ z gazów spalinowych lub innych procesów zawierających ten gaz. Ponadto sorbent ten cechuje się względnie niską ceną. Reakcje kinetyczne, które występują w obu reaktorach, są następujące (Pillai i in. 2019):



— karbonizator:



— kalcynator:



Sorbent może być regenerowany w procesie kalcynacji, który charakteryzuje się rozkładem węglanu wapnia w podwyższonej temperaturze na CaO i CO₂. Otrzymany w ten sposób CO₂ może być poddany sekwestracji, a zregenerowany sorbent CaO skierowany do ponownego procesu karbonatyzacji. Podstawową wadą sorbentów wapniowych jest spadek ich aktywności wraz ze wzrostem liczby cykli w procesie. Dlatego też niezbędne jest uzupełnienie świeżego sorbentu i odbiór zużytego.

Obecnie trwają badania nad nowymi nośnikami otrzymywanymi :

- z Ca(OH)₂ (Nikulshina i in. 2007; Martavaltzi i Lemonidou 2008; Bigda i in. 2013),
- na bazie tlenku glinu i tlenku wapnia – Ca₁₂Al₁₁4O₃₃ (Martavaltzi i Lemonidou 2008; Martavaltzi i in. 2010),
- z sorbentami Li₄SO₄ domieszkowanymi Ca w celu poprawy właściwości absorpcji CO₂ (Chen i in. 2016),
- z surowców skalnych – kamień wapienny, dolomit zawierających znaczne ilości węglanu wapnia (Alvarez i Abanades 2005; Manovic i Anthony 2008; Florin i Harris 2009; Manovic i in. 2009).

Efektywność wychwytywania CO₂ zależy głównie od trzech parametrów (Romano i in. 2013b):

- składu świeżego sorbentu (F_0/F_{CO_2}); F_0 – przepływ molowy świeżego (uzupełniającego) sorbentu wapniowego, kmol/s; F_{CO_2} – przepływ molowy CO₂ w spalinach wchodzących do karbonizatora, kmol/s,
- szybkości zwracania do obiegu ciał stałych między reaktorami (F_R/F_{CO_2}); F_R – przepływ molowy CaO w cyklu z kalcynatora do karbonizatora, kmol/s,
- zapasu ciał stałych (W_s).

Główne zalety chemicznej pętli wapniowej nad technologiami wychwytywania CO₂ na bazie rozpuszczalników to (Hanak i in. 2014):

- dostępność dużej ilości odzyskiwanego ciepła, przydatnego do wytworzenia dodatkowej pary pod wysokim ciśnieniem w celu wytworzenia nadwyżki mocy,
- spadek efektywności energetycznej 7–8% (Romano 2012), przy stopniu wychwytywania 2–3% CO₂, głównie z powodu zmniejszonego zapotrzebowania na tlen (Abanades i in. 2005), jest to porównywalne ze spadkiem efektywności instalacji odsiarczania spalin (0,5–4%) (Markusson 2012),
- zastosowanie reaktorów ze złożem fluidalnym zostało komercyjnie sprawdzone w systemach spalania węgla,

- naturalny wapień lub dolomit jako pochłaniacz CO₂, które są tanie (Lasheras i in. 2011), nieszkodliwe dla środowiska (Dean i in. 2011) i mają wysoką zdolność pochłaniania CO₂.

Zmniejszenie zdolności pochłaniania CO₂ przez sorbent, ze względu na spiekanie, ściekanie i zasiarczanie (Abanades i Alvarez 2003) w trakcie pracy cyklicznej, może być głównym wyzwaniem tej technologii, gdyż wymaga wymiany znacznej ilości zużytego sorbentu, chociaż ponowne wykorzystanie tego materiału przez przemysł cementowy może przynieść korzyści w postaci zmniejszenia produkcji CO₂ zarówno w przemyśle energetycznym jak i cementowym (Hanak i in. 2014).

Obecnie pracują liczne jednostki demonstracyjne wykorzystujące chemiczną pętlę wapniową: między innymi IFK (Uniwersytet w Stuttgarcie – 10 kW_t), CanmetENERGY (75 kW_t), La Pereda (projekt CaOling – 1,7 MW_t) i Industrial Technology Research Institute Hsinchu (1,9 MW_t) (Hanak i in. 2014).

Większość technologii pętli chemicznych rozważanych dla sektora wytwarzania energii znajduje się na etapie rozwoju laboratoryjnego lub koncepcyjnego, a kilka projektów pilotażowych jest w toku realizacji i przewiduje się, że ich pełne uruchomienie nie nastąpi przed 2030 r. (IEA 2013b). W celu ulepszenia obecnych technologii pętli chemicznych należy przezwyciężyć techniczne przeszkody wynikające z rozwoju materiałów i projektowania procesów. W związku z tym nowatorskie procesy z pętlą chemiczną oparte na kompozytowych tlenkach metali, takich jak Ca/Cu, mogą zapewnić możliwość sprzęgania reakcji endotermicznych i egzotermicznych w tej samej stałej matrycy, a tym samym może to skutkować wyższą efektywnością wychwytywania CO₂ i niższymi kosztami wyposażenia (Mamoori i in. 2017).

6. Energetyka węglowa – ogólny zarys

6.1. Energetyka węglowa w wybranych krajach

Węgiel od ponad wieku jest kluczowym źródłem energii chemicznej do produkcji energii elektrycznej. W wielu krajach, zwłaszcza rozwijających się w Azji Południowo-Wschodniej i Afryce, energetyka opiera się na węglu, który pozostanie ważnym źródłem energii jeszcze przynajmniej przez średnioterminowy okres. W związku z tym, energetyka węglowa powinna funkcjonować z najwyższą możliwą do osiągnięcia efektywnością w celu zmniejszenia emisji CO₂. Takie wytwarzanie energii z węgla o wysokiej efektywności i niskiej emisji – HELE (*High Efficiency, Low Emissions*) przynosi korzyści zarówno środowiskowe, jak i ekonomiczne i jest ściśle związane z sześcioma celami zrównoważonego rozwoju zaproponowanymi przez ONZ (dobre zdrowie i dobre samopoczucie; niedroga i czysta energia; przemysł, innowacje i infrastruktura; zrównoważone miasta i społeczności; odpowiedzialna konsumpcja i produkcja; działania dotyczące klimatu) (SDG 2020). Poprawę efektywności energetyki węglowej można osiągnąć poprzez modernizację istniejących elektrowni węglowych lub zastosowanie efektywnych technologii, jak również przez obniżenie kosztów eksploatacji i utrzymania (O&M).

Efektywność energetyki węglowej wzrosła o ponad 3 punkty procentowe od 1996 r. Wzrost ten jest głównie wynikiem budowy wielu nowych i efektywniejszych elektrowni węglowych oraz zamykania starych i nieefektywnych elektrowni. Obecnie średnia globalna efektywność produkcji energii elektrycznej z węgla wynosi około 37,5%, a najbardziej efektywne elektrownie mogą osiągnąć 49% (IEA 2020a).

W różnych państwach kształtuje się to różnie. W Chinach sektor energetyczny został strukturalnie zreformowany w 2002 roku poprzez utworzenie pięciu państwowych koncernów energetycznych, które nadal dominują w krajowej energetyce węglowej. Chiny poczyniły szereg działań mających na celu zwiększenie efektywności i zmniejszenie emisji z elektrowni węglowych. Około 100 GW_e małych nieefektywnych elektrowni węglowych zostało zamkniętych w latach 2006–2015. Powstało (do 2018 roku) około 462 bloków nadkrytycznych SC (*Super Critical*) o mocy 244 GW_e i 235 jednostek ultra nadkrytycznych USC (*Ultra Super Critical*) o mocy powyżej > 193 GW_e). W celu spełnienia nowych wymogów efektywności i osiągnięcia niskich poziomów emisji CO₂, funkcjonujące elektrownie węglowe o mocy 300 i 600 MW, musiały zostać zmodernizowane do 2020 r. W wyniku realizacji tych przedsięwzięć chińska energetyka wę-

głowa poprawiła swoją efektywność o 7,57 punktu procentowego w latach 2003–2018 (IEA 2020a).

Głównym celem polityki energetycznej Indii jest osiągnięcie powszechnego dostępu do energii, gdyż wiele milionów mieszkańców tego kraju żyje bez dostępu do elektryczności. Efektywność indyjskiej energetyki węglowej w latach 1996–2014, składającej się głównie z jednostek podkrytycznych, wyniosła ~32%. Od lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, w wyniku podjętych działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej, poprzez uruchomienie kilka dużych elektrowni węglowych na parametry nadkrytyczne, jak również zamknięcie starych, nieefektywnych elektrowni węglowych, osiągnięto w latach 2015–2016 poprawę efektywności o ~5 punktów procentowych. Należy podkreślić, że efektywność energetyczna istniejących jednostek jest niska i nie ulega poprawie ze względu na system taryfowy i mechanizmy dotacji (IEA 2020a).

Japoński rynek energii elektrycznej podlega stopniowej liberalizacji począwszy od lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, co doprowadziło do szybkiego wzrostu efektywności energetyki węglowej w latach 1995–2002. Obecne regulacje zapewniają stosowanie nowoczesnych technologii w elektrowniach węglowych w celu uzyskania wysokiej efektywności i minimalnego wpływu na środowisko. Japońska energetyka węglowa posiada wysoki udział jednostek wytwórczych nadkrytycznych (SC) i ultranadkrytycznych (USC), dlatego też jest jedną z najbardziej efektywnych na świecie (IEA 2020a).

Deregulacja i restrukturyzacja rynku energii w USA rozpoczęła się w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku i prowadzona była w różnym stopniu w poszczególnych stanach. Obecnie funkcjonuje szereg przepisów regulujących wytwarzanie energii z węgla i ograniczanie emisji. Tanie dostawy gazu, wzrost wykorzystania energii odnawialnej i starzenie się bloków energetycznych powodują, że elektrownie węglowe są mniej konkurencyjne. Nie dokonano znaczących inwestycji w nowe elektrownie węglowe ani modernizację istniejących bloków, dlatego też następuje stały spadek udziału węgla w produkcji energii elektrycznej. Efektywność amerykańskiej energetyki węglowej nie poprawiła się w ciągu ostatnich dwóch dekad (IEA 2020a).

Znacząca poprawa efektywności w istniejących elektrowniach węglowych wymaga jednak dużych inwestycji. Polityka i preferencje rządu odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu przyszłej energetyki. Ramy wprowadzone przez rządy wpływają na tempo doskonalenia oraz innowacji i wdrażania technologii.

6.2. Technologie energetyczne oparte na węglu

Kopalne źródła energii to: ropa naftowa, węgiel kamienny i brunatny, bitumy, gaz ziemny, łupki naftowe i piaski roponośne. Paliwa te uważane są za nieodnawialne, gdyż są zużywane szybciej niż są tworzone. Z powodu szczypania się zasobów tych paliw i zbliżającego się ich niedoboru, kierunki dalszego rozwoju zmiierają ku wykorzystywaniu

alternatywnych źródeł energii. Transformacja taka jest możliwa dzięki szybkiemu rozwojowi postępu technologicznego.

Ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych zmniejszyłoby ilość wyemitowanego dwutlenku węgla i innych zanieczyszczeń pyłowych i gazowych. Obecnie ponad 80% używanej przez świat energii pochodzi z trzech paliw kopalnych: ropy naftowej (31,6%), węgla (26,9%) i gazu ziemnego (22,8%) (IEA 2020b).

Światowa produkcja węgla (Mtoe) jest mniej więcej równa produkcji gazu i zajmuje drugie miejsce po ropy naftowej. Węgiel jest wydobywany w kopalniach głębinowych (węgiel kamienny) oraz odkrywkowych (węgiel brunatny). Węgiel odegrał również kluczową rolę jako główne pierwotne źródło energii, a także podstawowe źródło do wytwarzania organicznych związków chemicznych.

W 2020 roku produkcja energii elektrycznej z węgla na świecie wyniosła 8736 TWh, co stanowi 34 % globalnej produkcji energii elektrycznej. Udział Polski to zaledwie 110 TWh. Największymi producentami energii elektrycznej z węgla są następujące kraje (TWh): Chiny (4631), Indie (947), USA (774), Japonia (274), Korea Płd. (192), RPA (191), Indonezja (168), Rosja (155), Wietnam (141), Australia (135), Niemcy (134), Tajwan (117), Polska (110), Turcja (99), (Kazachstan (72). Wyprodukowana energia elektryczna z węgla w tych krajach stanowi udział w całkowitej energii elektrycznej – %, kolejno: 61, 71, 19, 29, 36, 86, 60, 15 53, 54, 24, 44, 70, 34, 70 (Raport 2020). Aby węgiel pozostał konkurencyjny w porównaniu do innych źródeł energii w uprzemysłowionych krajach świata, konieczne są ciągłe ulepszenia technologiczne we wszystkich aspektach wydobywania węgla.

Mimo że zużycie węgla spada w niektórych bardziej rozwiniętych gospodarkach, jego wykorzystanie – jak już wcześniej wspomniano – w większości krajów Azji i wielu krajów rozwijających się – pozostaje kluczowe jako bezpieczne, niedrogie źródło energii, niezbędne do napędzania wzrostu gospodarczego i poprawy jakości życia. Jednak ważne jest, aby obniżyć koszty, poprawić efektywność i/lub zmniejszyć wpływ energetyki węglowej na środowisko. Zastosowanie modularyzacji często okazało się korzystne w takich sytuacjach (IEA 2019).

Podstawową zasadą modularyzacji jest rozłożenie systemu lub segmentu, fizycznie lub cyfrowo, na mniejsze części składowe, które można następnie ponownie zmontować w wymagany sposób. Modularyzacja może (IEA 2019):

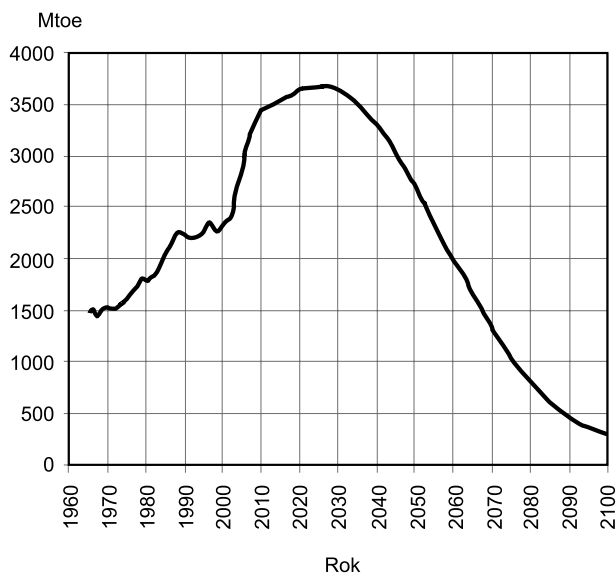
- być z powodzeniem stosowana w wielu obszarach eksploatacji elektrowni węglowych,
- obejmować początkową obróbkę i przygotowanie węgla, proces spalania, aż po końcowe systemy kontroli emisji,
- przynieść korzyści techniczne i finansowe oraz jest atrakcyjnym podejściem do poprawy efektywności i wykonania projektu,
- poprawić jakość, zminimalizować ryzyko techniczne, obniżyć koszty i skrócić czas projektowania.

Duże bloki węglowe o mocy 800 MW lub większej, obecnie powszechnie stosowane, dają mniej opcji modularyzacji. Natomiast mniejsze jednostki opalane węglem mają większe możliwości w zakresie wysokiego stopnia modularyzacji. Koncepcja ta została wykorzysta-

na w Japonii do opracowania i budowy bloków o mocy 100 MW lub mniejszej. Rozwój małych, zaawansowanych, modułowych elektrowni węglowych jest również przedmiotem trwających badań w USA, gdzie Departament Energii opracowuje modułowe, elastyczne, niskoemisyjne systemy wytwórcze oparte na węglu o mocy od 50 do 350 MW (IEA 2019).

Modułowe elektrownie o małej mocy mogłyby odegrać zasadniczą rolę w dostarczaniu niedrogiej energii elektrycznej w krajach rozwijających się, w których duża jednostka byłaby niewłaściwa. Organizacja Narodów Zjednoczonych uznała ubóstwo energetyczne za główny problem wielu rozwijających się gospodarek i opracowała 17 celów zrównoważonego rozwoju SDG (*Sustainable Development Goals*), które dotyczą tego i innych powiązanych problemów (żadnej biedy; zero głodu; dobre zdrowie i dobre samopoczucie; jakość edukacji; równość płci; czysta woda i warunki sanitarne; niedroga i czysta energia; godna praca i wzrost gospodarczy; przemysł, innowacje i infrastruktura; mniejsze nierówności; zrównoważone miasta i społeczności; odpowiedzialna konsumpcja i produkcja; działanie dotyczące klimatu; życie pod wodą; życie na lądzie; pokój, sprawiedliwość i silne instytucje; partnerstwa dla celów) (SDG 2020). Większe wykorzystanie modularyzacji w elektrowniach węglowych może przynieść pewne korzyści i przyczynić się do osiągnięcia celów zrównoważonego rozwoju, takich jak zapewnienie powszechnego dostępu do niedrogiego, niezawodnego źródła energii o niewielkim wpływie na środowisko.

Modularyzacja, zwłaszcza w połączeniu z innymi czynnikami, takimi jak wykorzystanie projektów referencyjnych elektrowni i znormalizowanych komponentów, ma znaczący potencjał na przyszłość. Tam, gdzie jest to możliwe, sektor energetyczny przechodzi bardziej w kierunku modularyzacji. W związku z tym modularyzacja będzie czynnikiem o rosnącym znaczeniu we wszelkich przyszłych zmianach w energetyce.

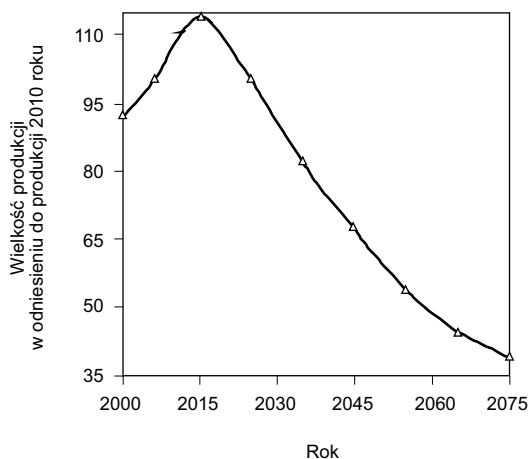


Rys. 6.1. Światowa produkcja węgla kamiennego w latach 1965–2100

Źródło: Demirbas i Demirbas 2010

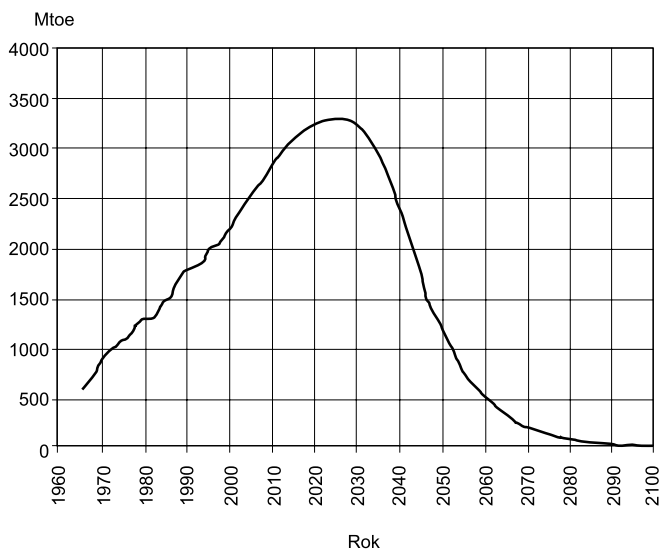
Na rysunku 6.1 przedstawiono światową produkcję węgla w latach 1965–2100 (Demirbas i Demirbas 2010). Z wykresu widać, że największa globalna produkcja węgla będzie przypadać w okresie lat 2020–2030, następnie występuje ciągły spadek, aby w 2100 r. osiągnąć poziom około 300 mln toe.

Na rysunku 6.2 przedstawiono światową produkcję ropy naftowej w latach 2000–2075. Wykres ten pokazuje, że szczyt światowego wydobycia ropy może nastąpić w latach 2015–2030. Należy mieć świadomość tego, że kraje Bliskiego Wschodu i Federacja Rosyjska posiadają około 70% światowych zasobów ropy i gazu. Zatem, ważna jest geograficzna



Rys. 6.2. Światowa produkcja ropy naftowej w latach 2000–2075

Źródło: Demirbas i Demirbas 2010



Rys. 6.3. Światowa produkcja gazu ziemnego w latach 1965–2100

Źródło: Demirbas i Demirbas 2010

Tabela 6.1. Przegląd technologii energetycznych opartych na węglu

Technologia	Korzyści	Czas do technicznej dojrzałości (600–800 MW) [lata]	Wydatki na badania i rozwój [mln USD]	Ryzyko technologiczne
Zaawansowane obiegi				
Zaawansowane ogniwa paliwowe	<ul style="list-style-type: none"> wysoka efektywność energetyczna z CCS; DCFC przy 60% i IGFC przy 56,3% bardzo niskie zużycie wody 	> 15	50 rocznie do 2020 r.; większe kwoty na fazę demonstracyjną po 2020 r.	wysokie
Spaleni w pętli chemicznej	<ul style="list-style-type: none"> wyższa efektywność energetyczna dzięki CCS ~ 41% 	10–13	zakład pilotażowy: 60	umiarkowane
Zamknięty obieg zasilania Braytona	<ul style="list-style-type: none"> wyższa efektywność energetyczna o 2–3 punkty procentowe stopniowo niższe koszty 	8–10	zakład pilotażowy: 20–40	umiarkowane
Spalanie tlenowe pod ciśnieniem	<ul style="list-style-type: none"> stopniowo wyższa efektywność energetyczna stopniowo niższe koszty 	8–10	zakład pilotażowy: 50	umiarkowane
Technologie energetyczne zintegrowane ze zgazowaniem węgla (IGCC)				
Zaawansowane turbiny gazowe	<ul style="list-style-type: none"> wyższa efektywność energetyczna niższy koszt kapitałowy 	10–12	rozwój turbin: 20 rocznie przez 6 lat; wersja demonstracyjna 400 MW; 1 000	umiarkowane
Membrany rozdzielające powietrze	<ul style="list-style-type: none"> wyższa efektywność energetyczna mniejszy ślad węglowy 	5–8	1 800 ton/dobę (2 000 ton (<i>short</i>)/dobę) tlenu w fazie demonstracji: 100	umiarkowane
Membrany transportujące wodór HTM (<i>Hydrogen Transport Membranes</i>)	<ul style="list-style-type: none"> mniejsza moc kompresji eliminacja tworzenia się gazu syntezowego w niskiej temperaturze 	5–8	zakład pilotażowy: 70	umiarkowane
Reakcja CO i pary wodnej WGS (<i>Water Gas Shift</i>)	<ul style="list-style-type: none"> poprawia efektywność energetyczną stopniowo niższe koszty 	<8	większość badań jest wykonywana prywatnie	niskie

Technologia	Korzyści	Czas do technicznej dojrzałości (600–800 MW) [lata]	Wydatki na badania i rozwój [mln USD]	Ryzyko technologiczne
Zawiesina węgla w ciekłym CO ₂	– lepsza efektywność energetyczna dzięki CCS – potencjalnie niższe koszty kapitału	8	pętla testowa przepływu: 4; test gazogeneratora pilotowego: 5	umiarkowane
Oczyszczanie gorącego gazu	– wyższa efektywność energetyczna o 3 punkty procentowe	5–8	instalacja pilotażowa już na miejscu	umiarkowane
Elektrownie parowe na pył węglowy				
Zaawansowane technologie ultra nadkrytyczne AUSC; temperatura pary 700°C	– podnosi efektywność energetyczną (według wartości opalowej) do 44%	8	instalacja demonstracyjna (500 MW): 600	umiarkowane
Zaawansowane technologie ultra nadkrytyczne AUSC; temperatura pary 760°C	– podnosi efektywność energetyczną (według wartości opalowej) do 46–48%	13	20 na wykonanie testów laboratoryjnych, 50 na test komponentów, 600 na instalację demonstracyjną	umiarkowane
Kontrola rtęci	– redukcja kosztów wychwytywania Hg o 50%	5	zakład pilotażowy: 10	niskie
Kontrola wielu zanieczyszczeń	– znikome poziomy NO _x i PM	5–8	zakład pilotażowy: 50	niskie
Spalanie tlenowe				
Prawie komercyjne	– brak ekstrakcji pary lub procesów chemicznych oraz mniejsze koszty wychwytywania CO ₂ – mniejsze zużycie wody	4–6	koszty dodatkowe komercyjnej instalacji pilotażowej (150–250 MW): 1 500	niskie
Zaawansowane	– stopniowo wyższa efektywność energetyczna – znikome emisje	6–8	średnie inwestycje w badania i rozwój R&D) w programach AUSC	umiarkowane

DCFC – Technologia bezpośredniego węglowego ognia paliwowego (*Direct Carbon Fuel Cell*).

IGFC – Zintegrowany proces zgazowania węgla z wysokotemperaturowymi ogniwami paliwowymi (*Integrated Gasification Fuel Cell*).

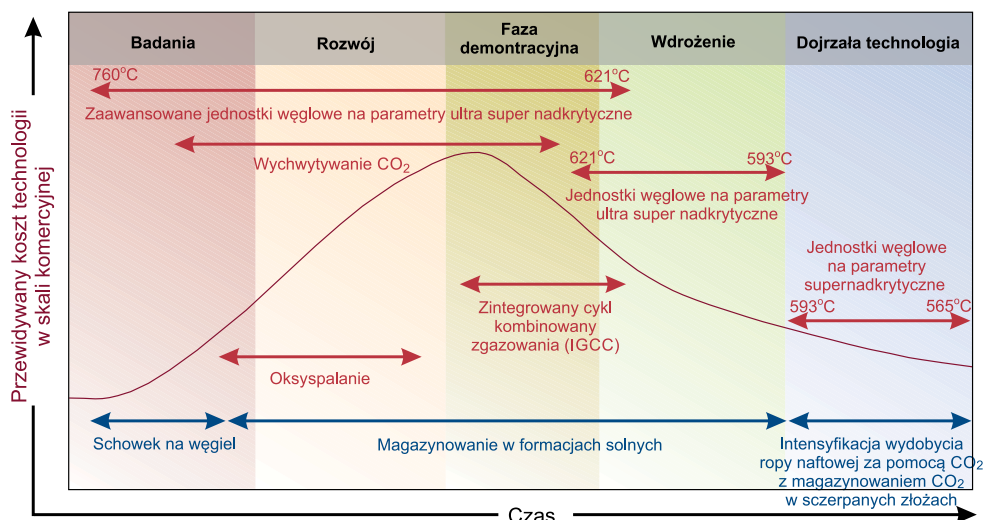
Źródło: opracowano na podstawie (IEA 2013a).

dystrybucja zasobów tych nośników energii. Po 2030 roku poziom produkcji ropy naftowej będzie wynosił poniżej 90% wydobycia z roku odniesienia (2010), aby w 2045 r. osiągnąć poziom około 65% wydobycia z roku odniesienia.

Na rysunku 6.3 przedstawiono światową produkcję gazu ziemnego w latach 1965–2100. Według tego wykresu szczyt produkcji gazu ziemnego może nastąpić dopiero w 2025 r. i osiągnie poziom około 3,3 mld toe. Plateau produkcji gazu ziemnego występuje w okresie 2025–2030. Po tym okresie, aż do 2050 r. następuje szybki wzrost i spadek do 8% rocznie (spadek produkcji osiągnie w 2040 r. poziom około 2,5 mld toe, a w 2050 r. – około 1,3 mld toe), który utrzymywał się będzie na stałym poziomie 8% rocznie przez następne 50 lat.

W tabeli 6.1 zamieszczono przegląd technologii energetycznych opartych na węglu, uwzględniając: korzyści wynikające z zastosowania tych technologii, czas technicznej dojrzałości, wydatki na badania i rozwój, a także ryzyko technologiczne. Uwzględniono następujące grupy technologii energetycznych (IEA 2013a):

- technologie o zaawansowanych obiegach energetycznych: ogniwa paliwowe, spalanie węgla w pętli chemicznej, spalanie tlenowe, zamknięty obieg Braytona,
- technologie gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla (IGCC): zaawansowane turbiny, membrany rozdzielające powietrze, membrany transportujące wodór, reakcja tlenku węgla z parą wodną (WGS – *Water Gas Shift*), zawiesiny węgla w ciekłym CO₂, oczyszczanie gorącego gazu,
- elektrownie parowe na pył węglowy: elektrownie na zaawansowane parametry ultra nadkrytyczne AUSC (temperatura pary 700 oraz 760°C), kontrola rtęci, kontrola wielu zanieczyszczeń,
- spalanie tlenowe: prawie komercyjne i zaawansowane.



Rys. 6.4. Stan rozwoju zaawansowanych technologii wytwarzania energii z węgla z wykorzystaniem opcji wychwytu i składowania CO₂

Źródło: Benson i in. 2012

Na rysunku 6.4 przedstawiono perspektywy rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej z węgla z zastosowaniem opcji wychwytu i składowania CO₂. Należy zaznaczyć, że we wczesnych stadiach rozwoju zaawansowane technologie często zawyżają wydajność i niedoszacowują kosztów (patrz tab. 6.1). Im mniej rozwinięta technologia CCS, tym bardziej niepewne szacunki. Wszystkie opcje ograniczania emisji CO₂ i związane z tym szacunki kosztów są wysoce wątpliwe, dopóki nie zostaną pomyślnie wykazane w dużych operacjach na skalę komercyjną. Czas i koszty przejścia od badań do rozwoju są długie i kosztowne w przypadku zaawansowanych technologii energetycznych i środowiskowych.

6.3. Koszty kapitałowe i wytwarzania energii elektrycznej w wybranych technologiach energetycznych bez CCS

W tabeli 6.2 przedstawiono wyniki badań amerykańskiego Instytutu Badawczego Energii EPRI (*Electric Power Research Institute*) dotyczące kosztów kapitałowych i uśrednionych kosztów energii elektrycznej LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*) dla elektrowni parowych węglowych o mocy 500 MW i elektrowni zintegrowanych ze zgazowaniem węgla IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) wykorzystujących węgiel amerykański Pittsburgh #8. Dla porównania tabela zawiera również koszty elektrowni opalanej gazem ziemnym NGCC (*Natural Gas Combined Cycle*) o mocy 500 MW (Booras i Holt 2004; Beer 2007). Elektrownie IGCC są prawie konkurencyjne, jeśli nie uwzględnia się zapasowego generatora gazu. W przypadku potrzeby zapasowego generatora gazu, to wartość uśrednionych kosztów energii wzrośnie o 2,7 USD/MWh (z 47,2 do 49,9 USD/MWh). Należy podkreślić, że technologia zintegrowanego cyklu zgazowania węgla IGCC jest wyjątkowo kosztowną technologią na tle pozostałych.

Szacunki kosztów kapitałowych przedstawione w tabeli 6.2 mogą się znacznie różnić w zależności od czynników takich jak: lokalizacja, wielkość, właściwości węgla, preferencje właściciela itp. Ponadto, zamieszczone wielkości są już trochę przestarzałe i mają raczej charakter poglądowy.

Założenia zastosowane do wyprowadzenia wyników w tabeli 6.2:

- okres użytkowania = 20 lat,
- data operacji handlowej = 2010,
- całkowity koszt instalacji TPC (*Total Plant Cost*) obejmuje prace inżynierskie i nieprzewidziane,
- całkowity wymóg kapitałowy TCR (*Total Capital Requirement*) obejmuje odsetki w trakcie budowy i koszt właściciela,
- zakłada parametry finansowe EPRI TAG (*Electric Power Research Institute Technical Assessment Guide*),
- wszystkie koszty w dolarach z 2003 rok.

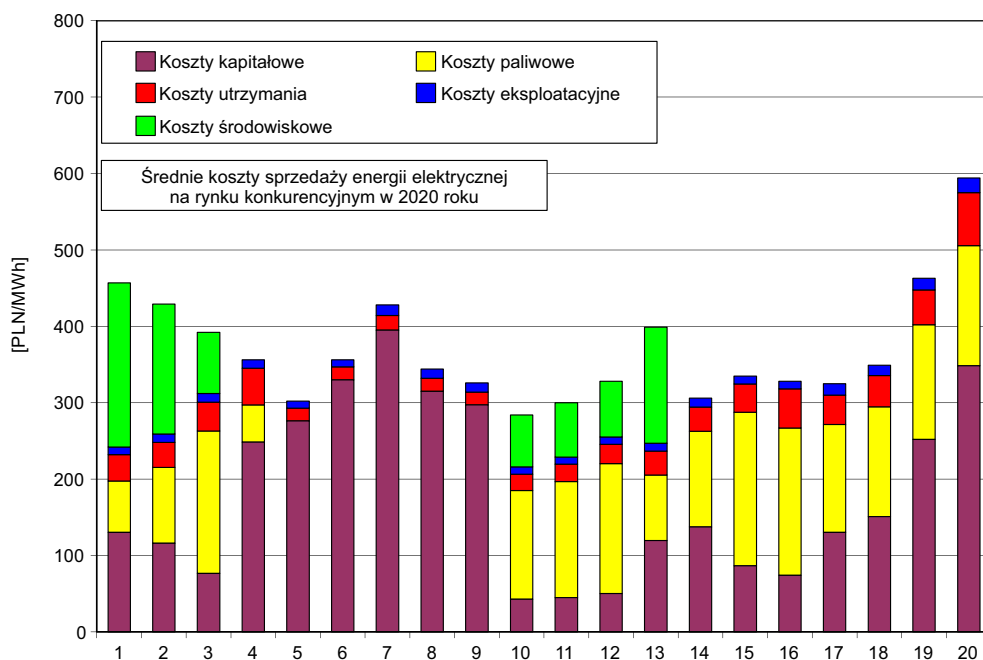
Tabela 6.2. Koszty kapitałowe i wytwarzania energii elektrycznej wybranych technologii energetycznych bez CCS

Wyszczególnienie	Elektrownia węglowa na parametry podkrytyczne	Elektrownia węglowa na parametry nadkrytyczne	Elektrownia z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB)	Elektrownia zintegrowana ze zgasowaniem węgla oraz zapasowym generatorem gazu (IGCC E-Gas)	Elektrownia zintegrowana ze zgasowaniem węgla bez zapasowego generatora gazu (IGCC E-Gas)	Elektrownia gazowo-parowa z wysokim wskaźnikiem wykorzystania mocy CF (NGCC)	Elektrownia gazowo-parowa z niskim wskaźnikiem wykorzystania mocy CF (NGCC)
Całkowite koszty instalacji, USD/kW	1 230	1 290	1 290	1 350	1 250	440	440
Wymagany całkowity kapitał, USD/kW	1 430	1 490	1 490	1 610	1 490	475	475
Jednostkowe zużycie ciepła na produkcję elektryczności, – kJ/kWh (HHV) – HHV η % – LHV η %	9 822 36,7 38,6	9 168 39,2 41,3	10 339 34,8 36,7	9 105 39,5 41,6	9 105 39,5 41,6	7 596 47,4 50,0	7 596 47,4 50,0
Koszty paliwa, (ujednolicone) – USD/MBtu – USD/GJ	1,50 1,42	1,50 1,42	1,00 0,95	1,50 1,42	1,50 1,42	5,00 4,74	5,00 4,74
Koszty stałe operacyjne i utrzymania (O&M) USD/kW	40,5	41,1	brak danych	56,1	52,0	5,1	5,1
Koszty zmienne operacyjne i utrzymania (O&M) USD/MWh	1,7	1,6	brak danych	0,9	0,9	2,1	2,1
Wskaźnik wykorzystania mocy CF (Capacity Factor), %	80	80	brak danych	80	80	80	40
Koszty kapitałowe, USD/MWh (ujednolicone)	25,0	26,1	26,1	28,1	26,0	8,4	16,9
O&M, USD/MWh (ujednolicone)	7,5	7,5	10,1	8,9	8,3	2,9	3,6
Paliwo, USD/MWh (ujednolicone)	14,0	13,0	9,8	12,9	12,9	36,0	36,0
Koszty energii, USD/MWh (ujednolicone)	46,5	46,6	46,0	49,9	47,2	47,3	56,5

CF (Capacity Factor) – wskaźnik wykorzystania mocy; stosunek rzeczywistej produkcji energii elektrycznej w danym okresie do maksymalnej możliwości produkcji energii elektrycznej w tym okresie; HHV (Higher Heating Value) – ciepło spalania; LHV (Lower Heating Value) – wartość opałowa; BTU (Btu) (British Thermal Unit) – brytyjska jednostka ciepła; 1 Btu = 1055,05585262 J.

Źródło: opracowano na podstawie Booras i Holt 2004; Beer 2007.

Na rysunku 6.5 przedstawiono jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy, zdyskontowane na 2021 rok (Zaporowski 2021). Koszty te pozwalają na porównanie efektywności ekonomicznej różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej stosowanych zarówno w elektrowniach, jak i elektrocie-



Rys. 6.5. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy, zdyskontowane na 2021 rok, [zł/MWh]

- 1 – blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym, 2 – blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym, 3 – blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym,
- 4 – blok jądrowy z reaktorem PWR, 5 – lądowa elektrownia wiatrowa, 6 – morska elektrownia wiatrowa,
- 7 – mikroelektrownia fotowoltaiczna o mocy około 5 kW, 8 – elektrownia fotowoltaiczna o mocy około 1 MW,
- 9 – elektrownia fotowoltaiczna o mocy około 100 MW, 10 – ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalany gazem ziemnym,
- 11 – ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym,
- 12 – ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym,
- 13 – ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany węglem kamiennym, 14 – ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą, 15 – ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym,
- 16 – ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym,
- 17 – ciepłowniczy blok ORC opalany biomasą, 18 – ciepłowniczy blok parowy małej mocy opalany biomasą,
- 19 – ciepłowniczy blok zintegrowany z biologiczną konwersją biomasy, 20 – ciepłowniczy blok zintegrowany ze zgazowaniem biomasy, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂ (248 zł/Mg CO₂)

Źródło: Zaporowski 2021

plowniach. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej obejmują bezpośrednio takie właściwości poszczególnych technologii, jak efektywność energetyczna i wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji CO₂). Koszty te obliczono, przyjmując jako dane wejściowe (Zaporowski 2019):

- efektywność energetyczną i jednostkową emisję CO₂ dla każdej technologii wytwarzania,
- czas budowy: 6 lat dla elektrowni jądrowej, 4 lata dla elektrowni parowej lub elektrociepłowni opalanej węglem lub biomasą, 2 lata dla elektrowni lub elektrociepłowni opalanej gazem ziemnym i 1 rok dla rozproszonego źródła,
- cena sprzedaży ciepła: 46,22 zł/GJ,
- stopa dyskontowa: 7,5% dla elektrowni jądrowej lub węglowej parowej lub elektrociepłowni, 7% dla elektrowni opalanej gazem ziemnym lub elektrociepłowni oraz 6,5% dla źródeł rozproszonych.

Na jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach lub elektrociepłowniach składają się: koszty kapitałowe, koszty paliw, koszty utrzymania, koszty eksploatacji oraz koszty środowiskowe (uprawnienia do emisji CO₂). Koszty uprawnień do emisji CO₂ przyjęto na poziomie 248 zł/Mg CO₂ (55 Euro/Mg CO₂).

Bloki parowe na parametry nadkrytyczne (rys. 6.5 – poz. 1 i 2) opalane węglem brunatnym i kamiennym charakteryzują się jednostkowymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej powyżej 400 zł/MWh, w których znaczący udział mają koszty środowiskowe. W przypadku elektrowni jądrowej (rys. 6.5 – poz. 4) i lądowych oraz morskich elektrowni wiatrowych (poz. 5 i 6), jak również fotowoltaicznych (poz. 7, 8 i 9), udział kosztów kapitałowych w zdyskontowanych kosztach wytwarzania energii elektrycznej jest znaczący i zawiera się w przedziale 290–390 zł/MWh.

Ciepłownicze bloki gazowo-parowe z ciśnieniowymi (1, 2 i 3 stopniami) kotłami odzysknicowymi opalanymi gazem (rys. 6.5 – poz. 10, 11 i 12) charakteryzują się niższymi jednostkowymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej w porównaniu z blokami węglowymi. Natomiast udział kosztów paliwa i ochrony środowiska w tych blokach stanowi ponad 50% jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

Wykorzystanie biomasy w procesie transformacji polskiej elektroenergetyki w kierunku neutralności klimatycznej ma istotne znaczenie. Obecnie najbardziej efektywnie ekonomicznie wykorzystanie biomasy ma miejsce w elektrociepłowniach parowych średniej mocy, w których jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowane na 2021 rok (rys. 6.5 – poz. 14), wynoszą 306 zł/MWh (Zaporowski 2021).

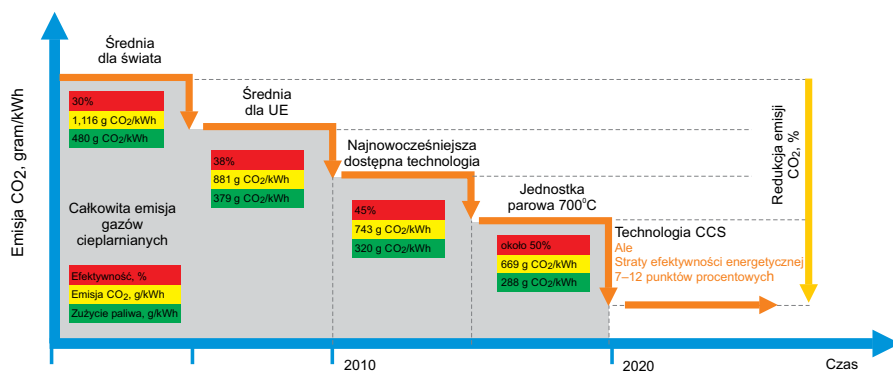
W celu osiągnięcia neutralności klimatycznej przez Polskę w 2055 roku, powinno być wyprodukowane: 55% energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe morskie i lądowe oraz fotowoltaiczne, 25% – przez elektrownie jądrowe, 20% – przez elektrociepłownie opalane biomasą lub biogazem i gazem ziemnym w celu zapewnienia produkcji ciepła systemowego (Zaporowski 2021).

6.4. Możliwości poprawy efektywności energetycznej w węglowych jednostkach energetycznych

Rozwój technologii parowych o parametrach nadkrytycznych i ultra nadkrytycznych, z coraz wyższymi temperaturami i ciśnieniami pary, w połączeniu z nowoczesną konstrukcją i automatyzacją instalacji, może zapewnić znaczny potencjał dalszej poprawy efektywności energetycznej i ograniczenia emisji CO₂ w porównaniu z istniejącymi elektrowniami węglowymi na parametry podkrytyczne. Te ulepszenia można osiągnąć poprzez stopniowe zastępowanie istniejących instalacji energetycznych nowymi projektami instalacji, które odzwierciedlają najlepsze praktyki.

Należy podkreślić, że zdecydowanie największe straty energii z istniejących i przyszłych elektrowni opalanych węglem związane są z ciepłem oddawanym w skraplaczu. Dlatego też skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, wraz z sieciami ciepłowniczymi i chłodniczymi, wzbudza ponowne zainteresowanie w świetle wymagań dotyczących poprawy efektywności energetycznej i zmniejszenia określonych wielkości emisji CO₂. Jednak znaczący potencjał ograniczenia emisji CO₂ z elektrowni węglowych będzie wynikał z zastosowania wychwytywania i składowania CO₂. W związku z tym poprawa efektywności energetycznej będzie istotnym czynnikiem zapewniającym opłacalność wychwytywania dwutlenku węgla.

Na rysunku 6.5 przedstawiono możliwości dotyczące poprawy efektywności energetycznej i emisji CO₂ z elektrowni węglowych do 2020 r. Efektywność energetyczna nowoczesnych jednostek opalanych węglem kamiennym może osiągnąć 50% (dla wartości opałowej) lub około 48% (dla ciepła spalania) w instalacjach bez wychwytywania i składowania CO₂. W przypadku elektrowni opalanych węglem brunatnym te wartości liczbowe będą do pięciu punktów procentowych niższe w zależności od zawartości wilgoci w węglu (IEA 2010). Duże jest prawdopodobieństwo, że wdrożenie CCS na dużą skalę nastąpi znacznie później niż przedstawiono na rysunku 6.6.



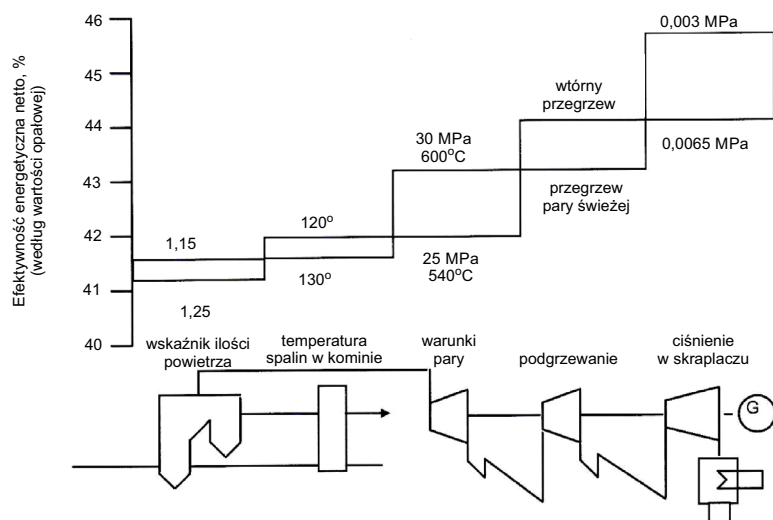
Rys. 6.6. Potencjał poprawy efektywności energetycznej w elektrowniach węglowych

Źródło: IEA 2010

Przy obecnym stanie technologii, doposażenie elektrowni w instalację wychwytywania dwutlenku węgla, spowoduje obniżenie wielkości efektywności energetycznej nawet o 12 punktów procentowych i zużycie 20–30% więcej paliwa na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej (IEA 2010). Wydaje się, że modernizacja istniejących elektrowni pyłowych w celu wychwytywania CO₂ może nie być opłacalna z ekonomicznego lub technicznego punktu widzenia, zwłaszcza mniejszych bloków. Dlatego też niezbędna jest ocena dla każdego przypadku. Wydaje się, że chociaż większość przyszłych elektrowni będzie na parametry nadkrytyczne lub ultra nadkrytyczne z efektywnością energetyczną powyżej 40%, to jednostki na parametry podkrytyczne nadal będą miały znaczący udział w rynku.

Instalacje parowe o parametrach nadkrytycznych funkcjonują głównie w Europie od lat 30-tych ubiegłego wieku. Ulepszenia materiałów i rosnące zapotrzebowanie na wyższą efektywność energetyczną sprawiają, że te instalacje obecnie są powszechnie stosowane na całym świecie.

Wpływ różnych działań na poprawę efektywności energetycznej elektrowni węglowej ilustruje rysunek 6.7. Pierwsze dwa kroki na tym rysunku dotyczą strat ciepła spalin, największej ze strat ciepła kotła, wynoszącej około 0,6–0,8 punktów procentowych.



Rys. 6.7. Wpływ różnych działań na poprawę efektywności energetycznej (dla wartości opałowej) elektrowni węglowej
Źródło: Beer 2007; Pawlak-Kruczek 2011

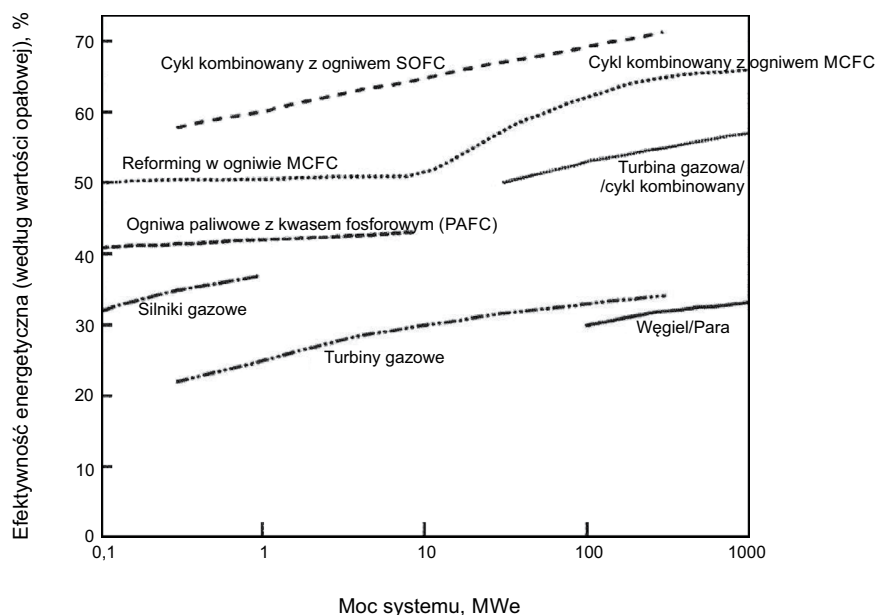
Temperaturę spalin na wylocie z kotła można obniżyć poprzez odpowiednią konstrukcję kotła. Przy temperaturze spalin na wylocie 130°C obniżenie temperatury wylotowej kotła o każde 10°C zwiększa efektywność energetyczną instalacji o około 0,3% (Beer 2007).

Efektywność energetyczna układu gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem paliwa (IGCC) zależy w dużym stopniu od sprawności obiegu turbiny gazowej, a ta z kolei,

zależy od temperatury gazu na wlocie do ekspandera zespołu turbiny gazowej. Wpływ temperatury gazu na wlocie do turbiny na sprawność energetyczną obiegów kombinowanych przedstawiono na rysunku 6.8. Współczesne turbiny gazowe opalane gazem ziemnym mogą pracować przy temperaturze wlotowej 1550°K, wysoka zawartość wodoru w gazie syntezowym i jego nasycenie parą powoduje, że produkty spalania przenoszą więcej ciepła do części konstrukcyjnych turbiny. Wymaga to obecnie obniżenia temperatury spalania gazu, czego konsekwencją jest obniżenie efektywności energetycznej obiegu o około 3 punkty procentowe (Beer 2007).

Chłodzenie parowe łopatek turbin w obiegu zamkniętym, ulepszenie powłok bariery termicznej i opracowanie komory spalania dla napędu wodorem turbiny gazowej o niskiej emisji NO_x mają kluczowe znaczenie dla dalszego zwiększenia efektywności energetycznej obiegu (Beer 2007).

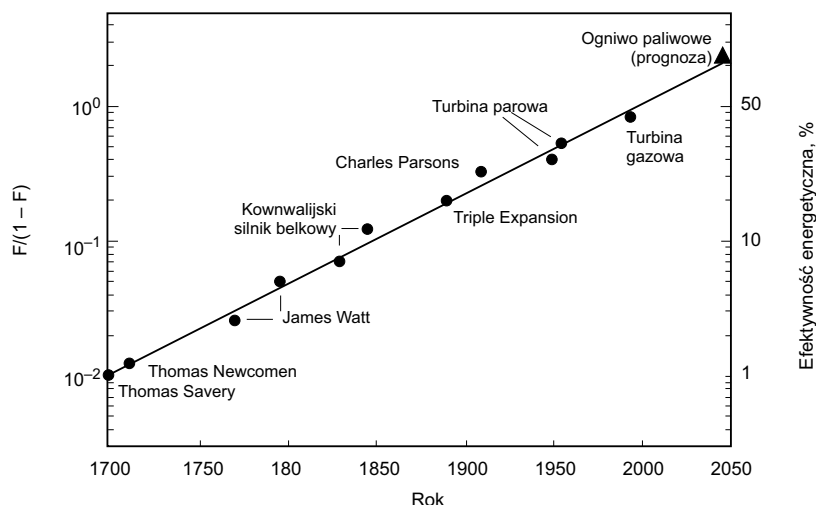
Zaletę skali można zaobserwować w zależności między efektywnością elektryczną a obciążeniem znamionowym (mocą) – rysunek 6.9. Większa moc elektrowni na paliwa kopalne zapewnia wyższą efektywność cieplną. Jednak ogniwa paliwowe, które obecnie mają praktyczne zastosowania w skali nie większej niż 5 MW, wykazują wyższą efektywność energetyczną nawet dla niskiej mocy. Ogniwa paliwowe zapewniają wyższą efektywność energetyczną systemu w porównaniu z elektrowniami cieplnymi i wydają się być typową innowacyjną technologią konwersji energii w nadchodzących latach. Czynniki decydu-



Rys. 6.9. Efektywność energetyczna jako funkcja obciążenia znamionowego elektrowni na ogniwa paliwowe w porównaniu z elektrowniami cieplnymi (efektywność energetyczna dla ogniwa paliwowych o wielkości powyżej 5 MW jest prognozą)
Źródło: Nakata i in. 2011

jącymi o tym, czy ogniwa paliwowe wejdą na rynki przed rokiem 2050, czy po nim, są: zwiększenie efektywności energetycznej, obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej oraz rozwój infrastruktury niezbędnej do zaopatrzenia w wodór. Niemniej jednak, postęp w innych konkurencyjnych technologiach przetwarzania energii może opóźnić komercyjne zastosowanie ogniów paliwowych (Nakata i in. 2011). Widzimy stąd, że sama innowacyjna technologia nie może być decydująca w rozwiązaniu problemu dekarbonizacji społeczeństwa.

Wpływ innowacyjnych technologii na efektywność konwersji energii silników przedstawiono na rysunku 6.10. Na rysunku tym przedstawiono sigmoidalną funkcję efektywności energetycznej silników, oznaczoną literą F , z jej równoważną wartością dla efektywności na osi prawej (Nakata i in. 2011). W ciągu ostatnich 300 lat efektywność energetyczna wykazywała stały wzrost z 1% w 1700 roku do 50% w 2000 roku i oczekuje się, że osiągnie 70% dzięki wprowadzeniu ogniów paliwowych w 2050 roku (Nakata i in. 2011). Funkcja sigmoidalna sugeruje, że wzrost wydajności zostanie nasycony w następnym stuleciu.



Rys. 6.10. Poprawa efektywności energetycznej maszyn i urządzeń energetycznych

Thomas Savery – twórca parowego podnośnika wody, Thomas Newcomen – wynalazca tłokowej maszyny parowej, James Watt – twórca m.in. ulepszonej niskociśnieniowej maszyny parowej z oddzielnym kondensatorem, w którym następowało skraplanie pary wodnej, Cornish – kornwalijski silnik belkowy (typ złożonego silnika parowego) do pompowania wody z kopalni w Kornwalii, Charles Parsons – konstruktor turbiny parowej, Triple Expansion – złożony zespół silnika parowego, w którym para rozpręża się w dwóch lub więcej etapach, turbina parowa, turbina gazowa, ogniwo paliwowe

Źródło: Nakata i in. 2011

7. Technologie energetyczne na parametry nadkrytyczne

7.1. Technologie nadkrytyczne

Ciśnienie krytyczne dla wody to około 22,1 MPa (221 barów). Powyżej tego ciśnienia występuje obieg nadkrytyczny, w którym mamy do czynienia z płynem jednofazowym; a więc zbędne jest oddzielanie wody od pary, jak w kotle w cyklu podkrytycznym. Na efektywność obiegu parowego wpływają, między innymi ciśnienie i temperatury przegrzania i przegrzew pary.

Typowe parametry obiegu podkrytycznego to ciśnienie pary w granicach 150–180 barów oraz temperatura dla przegrzanej pary w granicach 540–565°C, z wtórnym przegrzewem do podobnych temperatur. Parametry robocze obiegu parowego dla instalacji nadkrytycznej SC (*Super Critical*) kształtują się następująco: ciśnienie 245 barów i temperatura 540–570°C dla przegrzanej pary z wtórnym przegrzewem do podobnych temperatur. Instalacje ultra nadkrytyczne USC (*Ultra Super Critical*) pracują obecnie w temperaturach pary wynoszącej około 600°C lub wyższych (Burnard i Bhattacharaya 2011).

Obecne najnowocześniejsze instalacje USC pracują na węglu kamiennym (bitumicznym) przy następujących parametrach: temperatura pary w granicach 600–620°C, ciśnienie powyżej 250 barów, co skutkuje efektywnością energetyczną 45–46% (według wartości opałowej). Jednostki takie osiągają moc 1100 MW_e. Jeśli postęp w rozwoju materiałów powiedzie się, to efektywność energetyczna najlepszych elektrowni parowych ultra nadkrytycznych może zbliżyć się do 50% (według wartości opałowej) (Burnard i Bhattacharaya 2011).

Technologia nadkrytyczna jest już stosowana w wielu krajach i stała się normą dla nowych zakładów w krajach uprzemysłowionych.

W tabeli 7.1 przedstawiono rozwój technologii energetyki węglowej w Stanach Zjednoczonych od lat dwudziestych ubiegłego wieku po początkowe lata XXI wieku (IEA 2013a). Natomiast wartości podane w przedostatniej i ostatniej kolumnie tabeli 7.1 są wielkościami orientacyjnymi, gdyż dotyczą jednostek energetycznych z lat 2000–2015. Zaawansowane technologie na parametry ultra nadkrytyczne AUSC (*Advanced Ultra Super Critical*) pracujące przy wyższej temperaturze pary (680°C) i ciśnieniu (352 bar), osiągały na początku XXI wieku efektywność energetyczną około 42,7% (IEA 2013a).

Elektrownie nadkrytyczne znajdują się obecnie w wielu krajach, a ich udział w wytwarzaniu energii elektrycznej z węgla jest różny.

Tabela 8.1. Rozwój technologii energetyki węglowej w Stanach Zjednoczonych

Wyszczególnienie	Rok 1921 ¹⁾	Lata 1960–1970 Technologie parowe podkrytyczne	Lata 2007–2008 Technologie parowe nadkrytyczne ²⁾	Technologie parowe ultra nadkrytyczne (USC) ³⁾	Technologie zaawansowane ultra nadkrytyczne (AUSC) ⁴⁾
Produkcja netto, MW	40	350–1 300	540–790		
Efektywność (wg wartości opałowej), %	24	34	38,2	39,2	42,7
Temperatura pary głównej, °C	322	541	570–585	604	680
Ciśnienie pary głównej, bar	21,6	179	254–262	276	352
SO ₂ , kg/MWh	37,9	27	0,41		
NO _x , kg/MWh	4,1		0,27		
Rtęć, kg/MWh			0,73×10 ⁻⁶		
CO ₂ , kg/MWh	1 290	910	853	834	767

1) Średnie wartości węgla nr 6 w Illinois – wartość opałowa 25 500 kJ/kg i 3,2% siarki.

2) Wartości dla węgla PRB (*Powder River Basin*) – wartość opałowa 19 400 kJ/kg i 0,3% siarki.

3) Szacunkowe i opublikowane wartości dla nowo oddanych do eksploatacji jednostek nadkrytycznych opalanych węglem z PRB.

4) Wartości dla jednostki zaawansowanej ultra nadkrytycznej AUSC spalającej węgiel z PRB, przy założeniu, że technologia będzie dostępna do uruchomienia w 2015 r.

Źródło: IEA 2013a.

W tabeli 7.2 zamieszczono jednostki węglowe na parametry nadkrytyczne budowane lub planowane do budowy w różnych krajach w latach 2005–2015. Wśród tych krajów znajduje się również Polska z EL Łagisza (460 MW) i El. Bełchatów (833 MW) na węgiel brunatny. Obecnie (2021 r.) w Polsce wybudowano bloki na parametry nadkrytyczne w Elektrowniach: Opole (2 × 900 MW), Kozienice (1075 MW), Jaworzno III (910 MW), Turów (496 MW) – węgiel brunatny.

Należy podkreślić, że elektrownie na parametry ultranadkrytyczne USC cechują się (Burnard i Bhattacharaya 2011):

- wyższymi łącznymi kosztami kapitałowymi (inwestycji) o 12–15% niż koszty kapitałowe obiegu parowego na parametry podkrytyczne,
- wyższymi kosztami kotła i turbiny parowej nawet o 40–50% niż dla instalacji pracującej w obiegu podkrytycznym (IEA 2008a),
- zmniejszonym zużyciem paliwa i emisją w granicach 25–30% w porównaniu z obecnymi elektrowniami pracującymi w obiegu podkrytycznym (Dalton 2006),
- niższymi kosztami operacyjnymi (bilansowymi) o 13–16% z powodu zmniejszenia zużycia węgla i jego przeładunku.

Tabela 7.2. Jednostki nadkrytyczne oddane do użytku, w budowie lub planowane w latach 2005–2015 (według stanu na 2010 rok)

Państwo	Jednostka	Moc [MW _e]	Rok oddania
Australia	Kogan Creek	750	2007
Kanada	Genesee Unit 3	450	2005
Chiny	Waigaoqiao	2×1 000	2008
	Yuhuan	4×1 000	2007–2008
	w budowie	~50 000	
	planowane	>110 000	do 2015
Indie	Sipat	3×660	2007–2009
	Barh	3×660	2009
	Ultra Mega Projects	5×4 000 (660 lub 800)	2012
USA		545, 890	2008
	Oak Grove, Texas	800	2009
	Oak Grove, Texas	800	2010
	w budowie	6 500	2009–2012
Włochy	Torrevaldaliga Nord	3×660	2010
	planowane	3×660	do 2015
Meksyk	Pacifico	700	2010
Niderlandy	Eemshaven w budowie	2×800	2013
RPA	planowane	6×800	2011–2015
Rosja	Berezovskaya	800	2011
	Novocherkasskaya	330 CFB	2012
	Petrovskaya	3×800	2012–2014
Niemcy	Niederaussem	1 000 (węgiel brunatny)	2003
	Walsum	750	2010
	Neurath w budowie	2×1 100 USC (węgiel brunatny)	2011
	Hamm w budowie	2×800	2012
Polska	Łagisza	460 CFB	2009
	Bełchatów	833 (węgiel brunatny)	2010
Korea	Tangjin	2×519	2006
	w budowie	5×500, 2×870	2008–2010

Uwaga: Wszystkie jednostki są na węgiel kamienny, chyba że zaznaczono inaczej.

Źródło: (Burnard i Bhattacharaya 2011).

7.2. Parametry dla technologii podkrytycznych i nadkrytycznych

Oczekiwany wzrost zużycia energii elektrycznej, jak również związany z tym wpływ na środowisko przyrodnicze, powodowane przez wykorzystanie zasobów stałych pierwotnych nośników energii, skłoniły globalną społeczność do podjęcia wysiłków na rzecz poprawy efektywności energetycznej zakładów energetycznych i zmniejszenia ich wpływu na środowisko. Przedsiębiorstwa energetyczne wykorzystują paliwa gazowe w skojarzonym obiegu gazowo-parowym, dlatego też ich efektywność energetyczna jest wysoka, natomiast w przypadku elektrowni węglowych, należy zwrócić uwagę na poprawę parametrów termodynamicznego obiegu turbiny, a więc podwyższenie temperatury i ciśnienia pary.

W tabeli 7.3 przedstawiono podstawowe różnice w wielkościach ciśnienia i temperatury pary w technologiach: podkrytyczna, nadkrytyczna, ultra nadkrytyczna, zaawansowana ultra nadkrytyczna. Te parametry pary są uważane za reprezentatywne dla obecnej oferty rynkowej w Stanach Zjednoczonych, z wyjątkiem zakładu AUSC, który jest na zaawansowanym etapie programu testów (Dube 2018). Dodatkowo podano również materiały (stałe i materiały stopowe), które są w stanie spełnić wysokie uwarunkowania temperaturowe i ciśnieniowe tych technologii (Nicol 2013).

Jednostki węglowe pyłowe dzięki sprawdzonej technologii oraz stosunkowo niskim kosztom produkcji energii elektrycznej zajmują ważne miejsce w miksie energetycznym kraju. Rozwój technologii węglowej jest obecnie ukierunkowany na poprawę efektywności wytwarzania energii elektrycznej w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych – rysunek 7.1. Wymusza to wdrożenie elektrowni ultra nadkrytycznych USC o temperaturze pary 600/620°C i ciśnieniu pary 28,5 MPa. Jednostka taka osiąga efektywność energetyczną netto 45,9% przy ciśnieniu w skraplaczu 4,5 kPa (Stępczyńska-Drygas i in. 2015). Należy podkreślić, że przekroczenie symbolicznej bariery 50% efektywności energetycznej będzie wymagało znaczących zmian technologicznych, a w szczególności znacznego postępu w dziedzinie inżynierii materiałowej.

Zastosowanie nowych materiałów na bazie niklu przyczyniło się do kolejnej fazy rozwoju – elektrowni o zaawansowanych parametrach nadkrytycznych AUSC. Działania te są jednak hamowane poprzez znaczący spadek efektywności ekonomicznej (kosztowej) tych przedsięwzięć.

Na rysunku 7.2 zilustrowano możliwości redukcji CO₂ przez elektrownie węglowe pracujące w obiegu na parametry podkrytyczne i nadkrytyczne. Widoczna jest znacząca redukcja emisji dwutlenku węgla w przypadku wzrostu parametrów nadkrytycznych. Dla elektrowni węglowych na zaawansowane parametry ultra nadkrytyczne (AUSC), osiągających efektywność energetyczną około 46%, redukcja CO₂ wynosi około 30%. Natomiast dla elektrowni parowych na parametry nadkrytyczne (SC) o efektywności energetycznej około 37%, redukcja CO₂ kształtuje się na poziomie 14%.

Należy mieć świadomość tego, że obecne techniki redukcji emisji zanieczyszczeń, jak również składowania produktów spalania są bardzo kapitałochłonne i energochłonne.

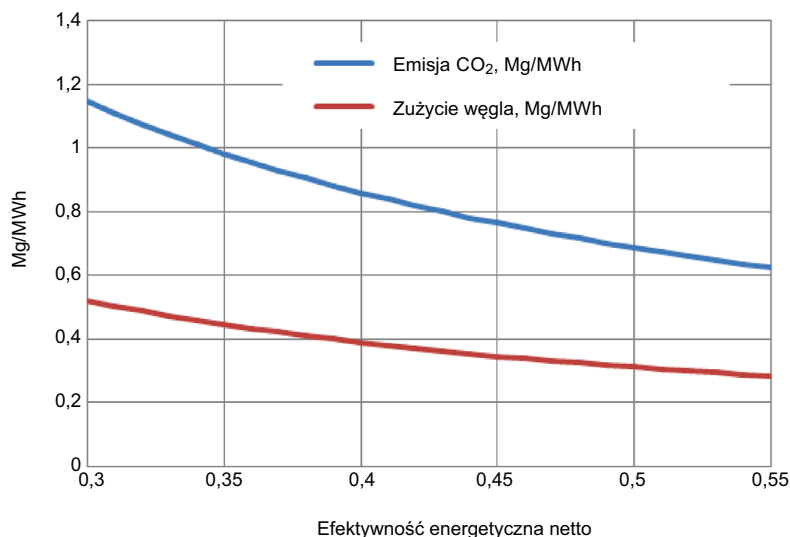
Tabela 7.3. Parametry dla technologii nadkrytycznych

Typ zakładu	Cisnienie pary głównej [bar/kg/cm ²]	Temperatura pary głównej [°C]	Efektywność cieplna (orientacyjna) ¹⁾ [%]	Zmiana w ogólnej efektywności zakładu [% względny]	Materiał na komponenty wysokotemperaturowe	Zużycie węgla [g/kWh]	Redukcja emisji CO ₂ [%]
Parametry podkrytyczne	170/173,3	540	33–35	przypadek bazowy	niskostopowe stale ferrytyczne CMn i Mo	380	przypadek bazowy
Parametry nadkrytyczne	240/244,7	565	36–40	2,9	stale niskostopowe CrMo i stal martenzytyczna z dodatkiem 9–12% Cr	380–340	12
Parametry ultra nadkrytyczne	250/257,7	602–610	42–45	5,8	ulepszone stale martenzytyczne i austenityczne z dodatkiem 9–12% Cr	340–320	28
Parametry ultra nadkrytyczne	292/297,7	603–621	42–45	6,6			28
Parametry zaawansowane ultra nadkrytyczne (AUSC-65°C) ²⁾	345/351,8	650	46–50	9,5	zaawansowane stale zawierające 10–12% Cr i stopy niklu	320–290	41
Parametry zaawansowane ultra nadkrytyczne (AUSC-71°C) ²⁾	345/351,8	700	46–50	12,7			41
Parametry zaawansowane ultra nadkrytyczne (AUSC-76°C) ²⁾	345/351,8	760	46–50	15,8			41

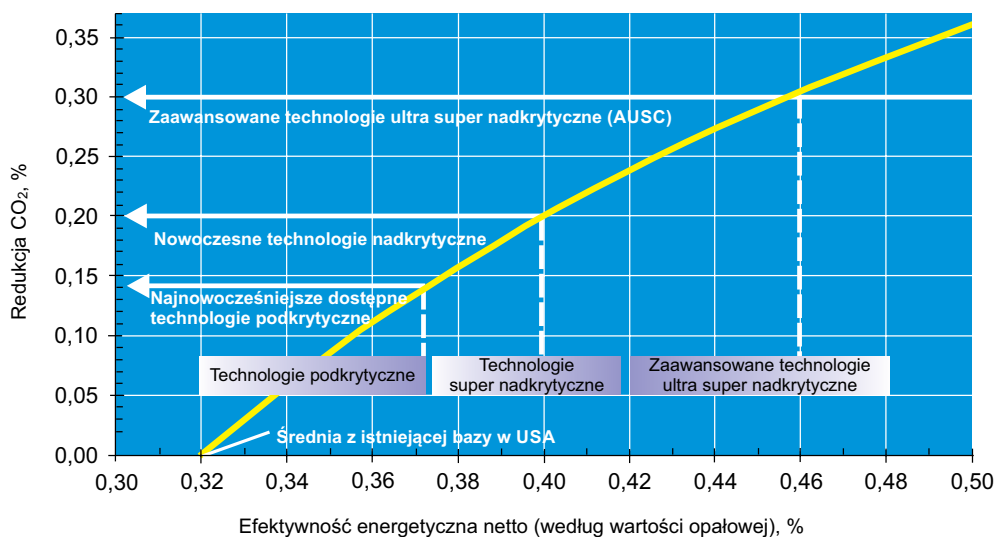
1) Efektywność cieplna (orientacyjna, według ciepła spalania).

2) W fazie rozwojowej.

Źródło: Dube 2018; Nicol 2013.



Rys. 7.1: Emisja CO₂ i zużycie węgla na MWh jako funkcja efektywności energetycznej elektrowni parowej (węgiel kamienny: $Q_w = 23$ MJ/kg, zawartość pierwiastka C = 60%)
Źródło: Stępczyńska-Drygas i in. 2015



Rys. 7.2. Redukcja emisji CO₂ przez elektrownie węglowe o wysokiej efektywności energetycznej
Źródło: IEA 2013a

Ocenia się, że koszty kapitałowe związane z budową takich instalacji są dwukrotnie wyższe oraz pobór mocy wyjściowej instalacji jest około 10% wyższy (Rogalev i in. 2014). Dlatego też poprawa efektywności wytwarzania energii elektrycznej ma istotne znaczenie dla tech-

nologii elektrowni opalanych węglem kamiennym. Poprawa efektywności energetycznej w tych układach powoduje zmniejszenie szkodliwych emisji w wyniku spalania mniejszej ilości węgla.

Na rysunku 7.3 przedstawiono ewolucję parametrów pracy bloku turbiny parowej w latach 1960–2020. Pokonanie bariery 50% efektywności energetycznej wymaga temperatury pary głównej większej niż 700°C i ciśnienia powyżej 35 MPa (Rogalev i in. 2014).

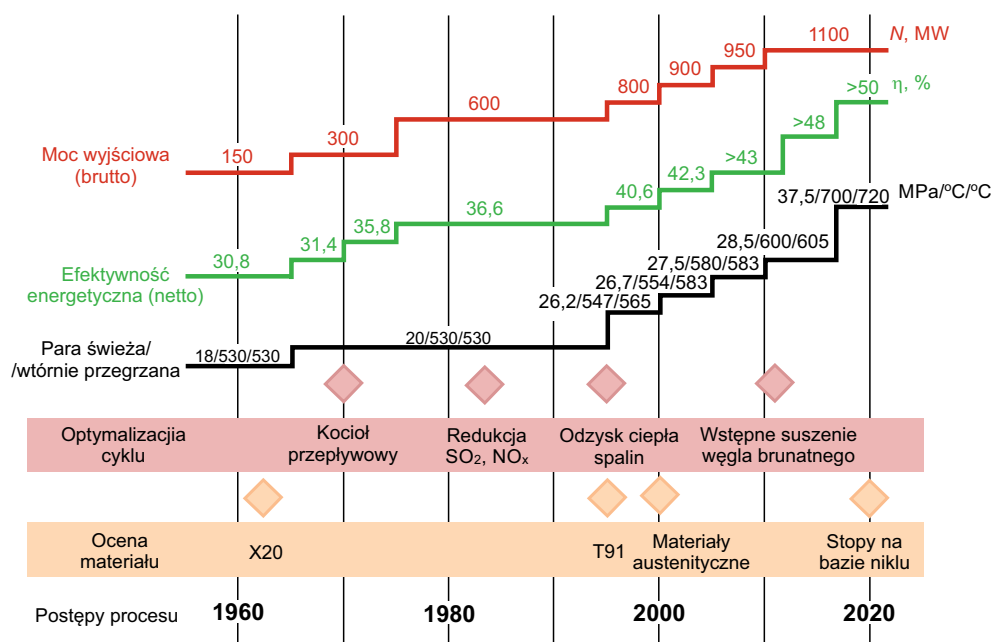


Fig. 7.3. Ewolucja parametrów pracy bloku turbiny parowej

Źródło: Rogalev i in. 2014

7.3. Stale i stopy – zarys

Niektóre substancje, w zależności od temperatury i ciśnienia, mogą występować w odmianach różniących się budową krystaliczną. Zjawisko to nosi nazwę polimorfizmu (wielopostaciowości), a w przypadku pierwiastków chemicznych – alotropii. Poszczególne odmiany oznaczane są literami greckimi przy symbolu chemicznym pierwiastka. W przypadku żelaza występują dwie odmiany alotropowe Fe_α (niskotemperaturowa odmiana żelaza) i Fe_γ (wysokotemperaturowa odmiana żelaza). Żelazo Fe_α występuje od temperatury otoczenia do temperatury 1394°C, natomiast odmiana żelaza Fe_γ od temperatury 1394°C do temperatury topnienia – 1538°C (Głowacka (red.) 1996).

Stopy żelaza z węglem (stale, staliwa, żeliwa) są najczęściej stosowanymi materiałami konstrukcyjnymi. Stale są to plastycznie przerobione i cieplnie obrobione stopy żelaza z węglem oraz innymi pierwiastkami stosowanymi dla nadania im wymaganych właściwości wytrzymałościowych, technologicznych, fizycznych bądź chemicznych.

Stale ferrytyczne

Stal ferrytyczna, jako główny dodatek stopowy, zawiera chrom Cr oraz niewielkie domieszki molibdenu Mo, tytanu Ti, niklu Ni oraz innych składników. Nazwę zawdzięcza występowaniu w swoim składzie ferrytu. Ferryt stopowy jest roztworem stałym węgla (w ilości mniejszej niż 0,025%) i dodatków stopowych Fe_α , którego atomy węglowe w sieci przestrzennej A2 zostały częściowo podstawione przez atomy pierwiastka stopowego, a luki międzygałęziowe częściowo zajmują atomy węgla (Głowacka (red.) 1996). Stal ferrytyczna charakteryzuje się ograniczoną odpornością na korozję (niszczenie na skutek reakcji chemicznej lub elektrochemicznej metalu ze środowiskiem korozyjnym) ze względu na niską zawartość chromu Cr, natomiast posiada większą odporność na śródkrystaliczną korozję naprężeniową wywołaną chlorkami.

Stale martenzytyczne

Stal martenzytyczna zawdzięcza nazwę zawartości w swoim składzie martenzytu, którym jest przesycony międzywęzłowy roztwór stały węgla w żelazie Fe_α . Stal martenzytyczna charakteryzuje się wysokimi właściwościami wytrzymałościowymi i wysoką odpornością na ścieranie, gdyż zawiera znaczne zawartości chromu Cr (11,5–17,5%). Stale te są niespawalne, bądź trudno spawalne, natomiast mogą podlegać obróbce cieplnej.

Stale austenityczne

Głównym składnikiem strukturalnym wielu stali austenitycznych jest austenit, którym jest roztwór stały jednego lub więcej pierwiastków w żelazie Fe_γ , którego atomy węglowe w sieci przestrzennej A1 zostały częściowo zastąpione przez atomy pierwiastka stopowego, a luki międzywęzłowe częściowo zajmują atomy węgla (Głowacka (red.) 1996).

7.4. Materiały stopowe stosowane w technologii nadkrytycznej

Stosowane nazewnictwo

W tabeli 7.5 przedstawiono nazwy różnych stali (ferrytyczna, martenzytyczna, austenityczna) i stopów niklu wykorzystywanych jako materiały stosowane w układach energetycznych parowych na parametry nadkrytyczne. Z tabeli widać, że na rynkach międzynarodowych funkcjonują różne oznaczenia tych materiałów, które mogą prowadzić do nieporozumień. Aby jeszcze bardziej skomplikować sprawę, firmy wytwarzające te materiały stosują swoje oznaczenia i nazwy składające się z podstawowego składu chemicznego (tab. 7.4).

Wprowadzenie nowych materiałów do użytku komercyjnego związane jest z przejściem odpowiednich testów regulacyjnych. W zależności od jednostki normującej materiały, w poszczególnych państwach, testy te się różnią. Przykładowo, w Unii Europejskiej materiały stosowane w warunkach ciśnieniowych muszą spełniać wymagania dyrektywy ciśnieniowej i mieć oznaczenie EN (Dyrektywa 2014/68/UE). Natomiast w przypadku Stanów Zjednoczonych materiały muszą być zgodne z kodem kotła i zbiornika ciśnieniowego BPVC (*Boiler and Pressure Vessel Code*), ustalonym przez Amerykańskie Stowarzyszenie Inżynierów Mechaników ASME (*American Society of Mechanical Engineers*) i mieć ich oznaczenie. Ponadto materiały w USA mogą również otrzymać oznaczenie przez ASTM (*American Society for Testing and Materials*).

Tabela 7.4. Nazewnictwo materiałów stopowych

Nazwa materiału	Unia Europejska	USA	Oznaczenie firmowe	Typ materiału
T 23/P 23	CrWVMoNb9-6	T 23/P 23	HCM2S (P 23)	stal ferrytyczna
T 24/P 24	7CrMoVTiB10-10	T 24/P 24	N/A	stal ferrytyczna
SAVE 12	N/A	N/A	SAVE 12	stal ferrytyczna
T 91/P 91	X10CrMoVNb9-1	T 91/P 91	N/A	stal martenzytyczna
T 92/P 92	X10CrWMoVNb9-2	T 92/P 92	NF 616 (P 92)	stal martenzytyczna
HR3C	X6CrNiNbN 25-20	A 213-TP310HCbN	HR3C	stal austenityczna
Super 304 H	X10CrNiCuNb 18-9-3	A 213	Super 304 H	stal austenityczna
NF 709	N/A	A 213-TP31MoCbN	NF 709	stal austenityczna
Sanicro 25	X7NiCrWCuCo NbNB25-23-3-3-2	A 213-A312	Sanicro 25	stal austenityczna
HR6W	nie dotyczy	B167	HR6W	stop niklu
Haynes 230	nie dotyczy	nie dotyczy	Haynes 230	stop niklu
Inconel 740	nie dotyczy	nie dotyczy	Inconel 740	stop niklu
Inconel 617	nie dotyczy	nie dotyczy	Inconel 617	stop niklu

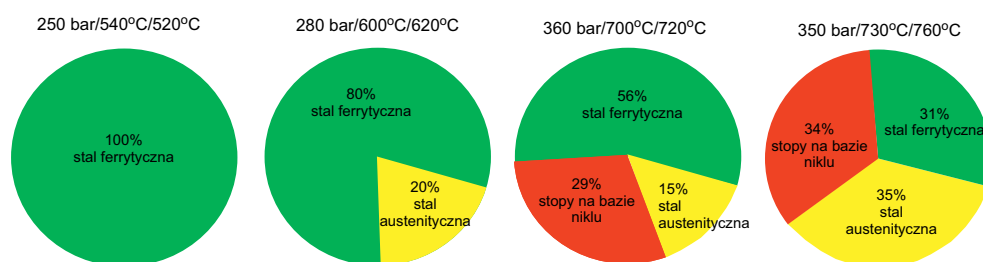
Źródło: Nicol 2013.

Materiały stosowane w UE i wybranych krajach świata

Przy przejściu z technologii ultra nadkrytycznej USC na technologię zaawansowaną ultra nadkrytyczną AUSC poważnym problemem inżynieryjnym są materiały i techniki ich obróbki. Materiały te powinny się cechować wystarczająco długotrwałą wytrzymałością na agresywne produkty spalania w wysokich temperaturach, odpornością na utlenianie pod

wpływem przegrzanej pary i na zużycie erozyjne. Materiały te wymagają udoskonalenia szeregu procesów między innymi: odlewania, spawania części grubościennych, kucia, obróbki ciśnieniowej, obróbki skrawaniem, obróbki cieplnej i powlekania. Ich stosunkowo niska przewodność cieplna i wysoki współczynnik rozszerzalności cieplnej opóźniają wyrównywanie temperatury w elementach konstrukcyjnych, przyczyniając się do wyższych naprężeń termicznych powodujących zmiany w strukturze kryształu i rozwój pęknięć (Rogalev i in. 2014).

Powszechnie wiadomo, że osiągnięcie temperatur pary 700/760°C wymaga nowych zaawansowanych materiałów oraz nowych technik wytwarzania, w tym stopów na bazie niklu do rur (przewody rurowe przegrzewacza i podgrzewacza) oraz odkuwek (odlewy turbin, takich jak: 617, 263, Sanicro 25, 740, 625) (Dube 2018). Wśród użytecznych materiałów konstrukcyjnych zaczynają dominować stale żaroodporne, wysokotopliwe ze znaczną zawartością niklu – rysunek 7.4.



Rys. 7.4. Różnice w składzie materiału w zależności od zastosowanej technologii: podkrytyczna, krytyczna, ultra nadkrytyczna, zaawansowana ultranadkrytyczna

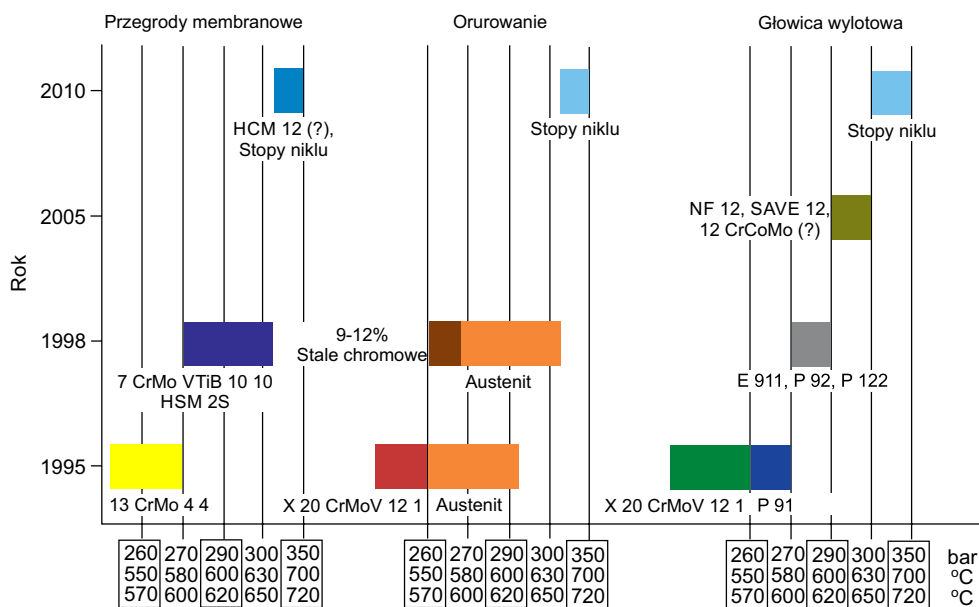
Źródło: Dube 2018

Jednostki ultranadkrytyczne pracujące w temperaturach 700°C i wyższych oraz ciśnieniach przekraczających 300 barów obecnie znajdują się w fazie rozwoju.

Będą stosowane materiały (nadstopy) oparte na bazie niklu do niektórych elementów kotła, turbiny i rurociągów. Obecnie takie materiały z powodzeniem są już stosowane w turbinach gazowych, ale środowisko pracy z gazami spalinowymi z węgla jest inne, dlatego też czynione są starania mające na celu opracowanie niezbędnych materiałów i metod ich wytwarzania (Dalton 2006; IEA 2007; Gierschner 2008; Topper 2011).

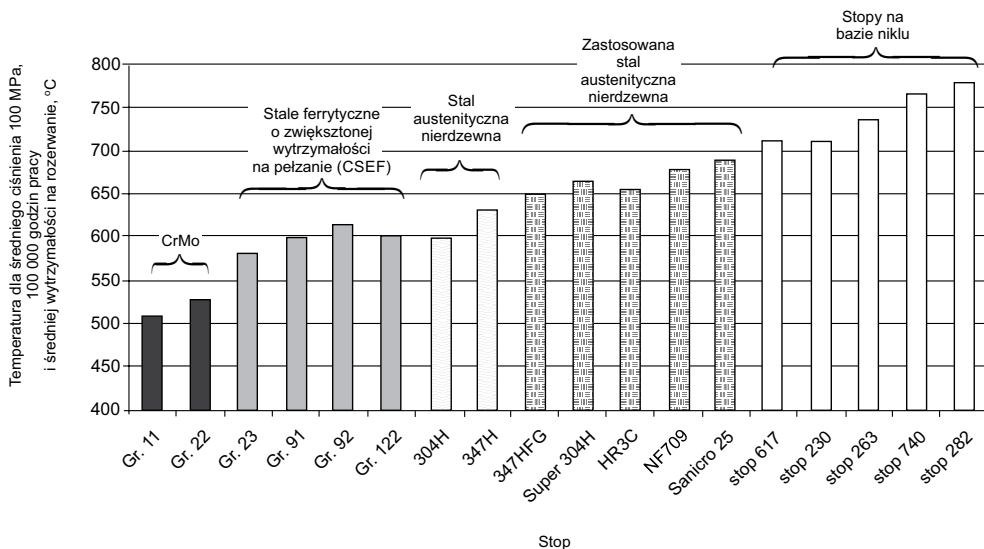
Zatem głównymi barierami w rozwoju postępu obiegów parowych nadkrytycznych SC i ultra nadkrytycznych USC są kwestie techniczne, związane z metalurgią i produkcją odpowiednio wytrzymałych materiałów – rysunek 7.5.

Wśród użytecznych materiałów konstrukcyjnych zaczynają dominować stale żaroodporne, wysokotopliwe ze znaczną zawartością niklu – rysunek 7.6. Wzrost ilości Ni powoduje, że materiał staje się coraz trudniejszy do obróbki i jeśli ktoś będzie w stanie sobie z tym problemem poradzić, to osiągnie wyższą efektywność. (Rogalev i in. 2014; Dube 2018).



Rys. 7.5. Etapy rozwoju materiałów w technologiach nadkrytycznych

Źródło: Beer 2007



Rys. 7.6. Właściwości wytrzymałościowe różnych stali

Źródło: Rogalev i in. 2014

Materiały zastosowane w elektrowni spalającej pył węglowy narażone są na naprężenia mechaniczne i termiczne. Naprężenia mechaniczne są spowodowane ciśnieniem i obciążeniem fizycznym, natomiast naprężenia termiczne są wywoływane przez gradienty temperatury. Naprężenia te przyczyniają się do dwóch rodzajów mechanizmów uszkodzeń: pełzania i zmęczenia.

Pełzanie to odkształcenie materiału w czasie pod wpływem stałego naprężenia (uszkodzenia wewnętrzne, kawitacja, pęknięcia na powierzchni metalu) i kończy się pęknięciem. Uszkodzenie spowodowane pełzaniem jest mierzone jako procent materiału, na który miało wpływ w przewidywanym okresie użytkowania materiału.

Zmęczenie jest wynikiem oddziaływania cyklicznych naprężeń i może powodować wewnętrzne pękanie. Należy podkreślić, że złożona interakcja między oddziaływaniem chemicznym, naprężeniami termicznymi i mechanicznymi spowoduje uszkodzenie materiału (Nicol 2013).

Stal ferrytyczna niskostopowa jest obecnie postrzegana jako przestarzała. Niemniej jednak prowadzone są badania mające na celu opracowanie w pełni ferrytycznych stali chromowych (powyżej 15%). Stale tego typu mają wystarczającą odporność na utlenianie po stronie pary do temperatury 650°C, ponadto nie wymagają kosztownej obróbki cieplnej po spawaniu (Kuhn i in. 2012). Obecnie zaawansowane, wysokoefektywne nierdzewne stale ferrytyczne (*Hiper Fer*) są opracowywane w celu sprostania wymaganiom instalacji do konwersji mocy cieplnej nowej generacji i charakteryzują się wyjątkowo wyważoną kombinacją odporności na zmęczenie, pełzanie i korozję (Fan i in. 2020).

Stale martenzytyczne są obecnie dobrze znane. W Unii Europejskiej, jak również w Japonii, prowadzone są badania mające na celu zwiększanie odporności na pełzanie i utlenianie po stronie pary. Badania te obejmują: wykorzystanie boru, precyzyjny dobór składu za pomocą stosunku węgla do azotu, wykorzystanie stali bez niobu, ograniczenie zawartości chromu w stali i stali niskowęglowej. Dotychczas brak jest potwierdzenia prób zwiększenia odporności na utlenianie po stronie pary przy jednoczesnym zachowaniu odporności na pełzanie (Kuhn i in. 2012; Gibbons 2013; Nicol 2013).

Zaawansowane stale ferrytyczno-martenzytyczne AFM (*Advanced Ferritic Martensitic*), zawierające 9–12% wag. chromu, mogą być stosowane w temperaturach poniżej 620°C ze względu na ograniczenia w odporności na utlenianie parą (9% wag. Cr) lub spadek długotrwałej wytrzymałości na pełzanie (12% wag. Cr) (Fan i in. 2020).

Stal P 91 (9Cr-1Mo-0,2V-0,05Nb) jest żaroodporna, wykazuje wytrzymałość na zerwanie przy ciśnieniu 98 MPa w temperaturze 600°C. Szeroko jest stosowana w zbiornikach ciśnieniowych i systemach rurociągów w elektrowniach przy temperaturze pary do 600°C. W projektowaniu komponentów przyszłych elektrowni stal martenzytyczna może być szeroko stosowana jako element łopatek, nagrzewnic w niskiej temperaturze, rur i kolektorów oraz rurek chłodzących wodą (He 2016).

Stal P 92 zawiera również 9% Cr i ma wyższą wytrzymałość na pełzanie niż stal P 91. Stal ta stosowana jest do temperatury pary 600°C lub wyższej. Wykazuje wytrzymałość na pełzanie przy ciśnieniu 118 MPa w temperaturze 600°C. W projektowaniu komponentów przyszłych elektrowni stal P 92 może być stosowana jako elementy wlotu i wylotu kolektora, rur, ścian membranowych rur i kolektorów, rur przegrzewaczy (He 2016).

Austenityczne stale nierdzewne cechują się dobrą odpornością na korozję i na pękanie w wysokich temperaturach. Mogą być stosowane w temperaturach pary wynoszącej 650–700°C w elektrowniach ultra nadkrytycznych (USC) do produkcji rur kotłowych, nagrzewnic przegrzewaczy, przegrzewaczy, turbin itp. Stale te mają wyższą wytrzymałość na pękanie niż stale ferrytyczno-martenzytyczne.

Na podstawie oryginalnych austenitycznych stali nierdzewnych 18Cr8Ni opracowano wiele nowych gatunków: HR6W (23Cr-45Ni), Super 304 H (18Cr-9Ni-3Cu-Nb-N), 347HFG (18Cr-10Ni-Nb) (która jest stałą drobnoziarnistą) i HR3C (25Cr-20Ni-Nb-N) itp. (He 2016). W celu polepszenia wytrzymałości na pękanie w wysokiej temperaturze do stali austenitycznych dodaje się wolfram W i molibden Mo oraz niob Nb, tytan Ti, jak również wanad V, a także bor B i ciez Ce. Obecnie nowe stale austenityczne wykorzystują aluminium Al do tworzenia warstwy ochronnej z tlenku glinu, zapewniającej wzrost odporności na utlenianie do 900°C (Gibbons 2013; He 2016). Stale tego typu mają wytrzymałość na pękanie przy pełzaniu powyżej 100 MPa przez 100 000 godzin w temperaturze 660°C (Gibbons 2013).

Wiele elementów elektrowni węglowej: turbiny, wirniki i podzespoły przegrzewaczy i nagrzewnic wtórnych pracuje w bardzo wysokich temperaturach 700–750°C, dlatego też będą ulegać pełzaniu, zmęczeniu i korozji. Do wytworzenia tych urządzeń stosowane są stopy na bazie niklu, które mogą osiągnąć wytrzymałość na pękanie powyżej 100 MPa przez 105 godzin w temperaturze 700°C i powyżej. W środowisku utleniającym, gdy zawartość chromu przekracza około 20%, stopy te tworzą cienkie i ochronne warstwy tlenkowe (zgorzelina tlenkowa) na bazie C_nO_3 . Wówczas stopy takie nadają się do długotrwałej pracy w temperaturach do 1000°C (He 2016).

Typowym stopem na bazie niklu utwardzanym w stanie stałym, zawierającym chrom Cr (22%) i wolfram W (14%) oraz molibden Mo (2%), jest Haynes 230, zwany także stopem 230. Stop ten charakteryzuje się doskonałą wytrzymałością na wysokie temperatury, doskonałą długością okresu stabilności termicznej, dobrą podatnością na obróbkę. Stop ten pomimo wytrzymałości na zerwanie powyżej 100 MPa w 700°C, nie spełnia wymagań dotyczących wytrzymałości na pękanie w 750°C (He 2016).

Inconel 740 i 740 H (25Cr-20Co-0,5Mo-2Nb) to nowe nadstopy opracowane w 2000 roku przez Special Metal Corporation USA, które spełniają surowe wymagania: wytrzymałość na pękanie powyżej 100 MPa w temperaturze 750°C, doskonała odporność na korozję. Inconel 740 H jest ulepszeniem Inconelu 740 poprzez dodatek pierwiastków Nb, Ti, Al i Si, dzięki czemu osiąga lepszą wytrzymałość. Badania nad stalami niklowymi Inconel 740 i Inconel 740 H dotyczącymi odporności na popiół węglowy i korozję parową przedstawiono w pracy (Patel i in. 2013).

Haynes 282 to również nadstop na bazie niklu, który charakteryzuje się doskonałą wytrzymałością na wysokie temperatury i podatnością na obróbkę. Ma lepszą wytrzymałość na pękanie niż większość stopów, gdyż przekracza 100 MPa w temperaturze 750°C przez 105 godzin (He 2016).

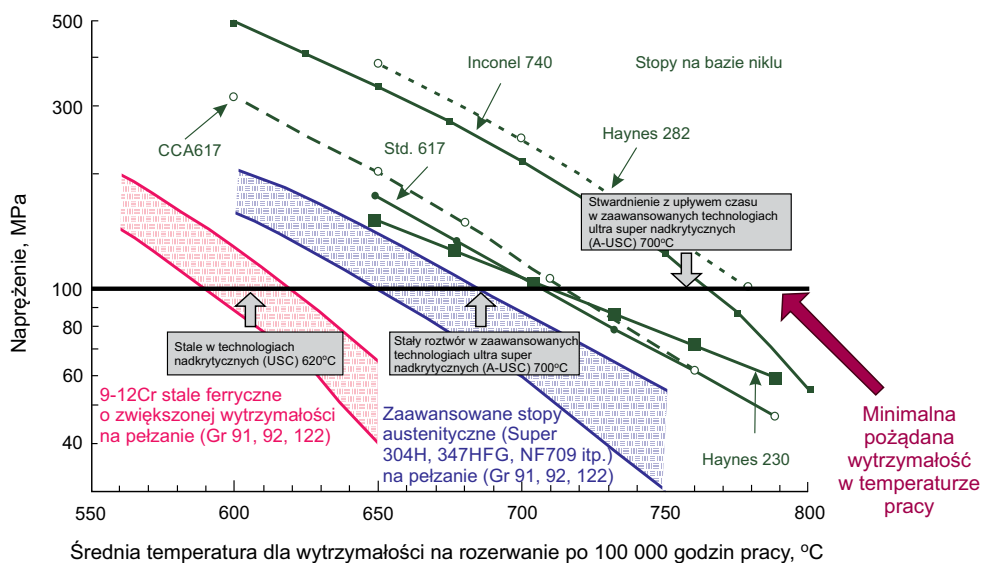
Stopy niklu mają wysoką odporność na pękanie oraz na korozję ogniową i spawalność powyżej 630°C. Jednak należy mieć świadomość tego, że stopy niklu mają niską przewod-

ność cieplną, a więc nie mogą być łatwo odlewane lub wystarczająco kute dla pełnowymiarowych wirników lub elementów o grubym przekroju (Nicol 2013).

Ponadto niektóre stopy niklu mają ograniczoną odporność na utlenianie po stronie pary. Zbyt mała wiedza na temat stopów niklu stosowanych w warunkach wysokiej temperatury wynika z tego, że te stopy nie były wcześniej wykorzystywane w takich zastosowaniach (odporność na pełzanie, 100 000 godzin pracy) (Nicol 2013).

W Japonii szerokie badania nad poszukiwaniem materiałów dla zaawansowanych technologii super nadkrytycznych prowadzono nad sześcioma stopami na bazie niklu: HR6W (45Ni-23Cr-7W), 3 HR354 (50Ni-30Cr-4W-Ti), Stop 1415 (Ni-20Cr-10Mo-2Ti-Al), Stop 617 (Ni-22Cr-12Co-9Mo-Ti-Al), Stop 263 (Ni-20Cr-20Co-6Mo-2Ti-Al) i Stop 740 (Ni-25Cr-20Co-2Nb-2Ti-Al). Stopy: HR6W, HR 35 i Stop 617 charakteryzują się doskonałą urabialnością i wytrzymałością w wysokich temperaturach i mogą być stosowane w grubych i o dużej średnicy rurach. W przypadku rur do wymiany ciepła, oprócz wcześniej wymienionych stopów, są wykorzystywane również stopy: Stop 263, Stop 740 i Stop 141, które cechują się wysoką wytrzymałością. Spośród zaawansowanych stali ferrytycznych wykorzystywane są trzy typy: stal o wysokiej zawartości B-9Cr (9Cr-3W-3Co-Nb-V-B), stal o niskiej zawartości C-9Cr (0,035C-9Cr-2,4W-1,8Co-Nb-V) i SAVE12D (9Cr-3W-2,-6Co-Nb-V-B) (Saito i in. 2015).

Na rysunku 7.7 przedstawiono zakresy zastosowań dla różnych stali. Przejście z parametrów ultra nadkrytycznych (USC) na zaawansowane parametry ultra nadkrytyczne (AUSC) wiąże się materiałami konstrukcyjnymi wykonanymi ze stali żaroodpornych, wysokotopliwych ze znaczną zawartością niklu. Stopy tych stali charakteryzują się stosunkowo niską



Rys. 7.7. Zakresy zastosowań dla różnych stali

Źródło: Nicol 2013; Shingledecker i in. 2013; Rogalev i in. 2014

Tabela 7.5. Skład chemiczny poszczególnych stali i stopów niklu stosowanych w technologii AUSC

Pier-wiastek	Stale i stopy niklu												
	T 23/P 23	T 24/P 24	SAVE 12	T 91/P 91	T 92/P 92	HR3C	Super 304 H	NF 709	Sanicro 25	HR6W	Haynes 230	Inconel 740	Inconel 617
Węgiel	0,04–0,10	0,05–0,10	0,01	0,08–0,12	0,07–0,13	0,04–0,10	0,07–0,13	0,05	0,10	0,10	0,10	0,03	0,08
Krzem	<0,50	0,15–0,45	0,30	0,20–0,50	<0,50	1,00–1,50	0,30	1	<0,40	1		0,50	0,10
Mangan	0,10–0,60	0,30–0,70	0,20	0,30–0,60	0,30–0,60	<2	1	2	<0,60	1,50			
Glin	<0,03	<0,02		<0,04	<0,04		0,03				0,35	0,90	1,20
Miedź							3,50		2,00–3,50				
Chrom	1,9–2,60	2,20–2,60	11	8–9,50	8,50–9,50	24–26	19	20	21,5–23,5	24,50	22	25	22
Nikiel				<0,40	<0,40	9–22	10,50	11	23,5–26,6	22	ppw	ppw	ppw
Molibden	0,05–0,30	0,90–1,10		0,85–1,05	0,30–0,60						2	0,50	9
Wolfram	1,45–1,75		3		1,50–2,00			2,60	2,00–4,00	8	14		
Tytan		0,05–0,10								0,20		1,80	0,40
Wanad	0,20–0,30	0,20–0,30	0,20	0,18–0,25	0,15–0,25			0,50					
Niob	0,02–0,08		0,07	0,06–0,10	0,04–0,09	0,20–0,60	0,60	0,50	0,30–0,60	0,35		2	
Bor	0,0005–0,006	0,0015–0,007			0,001–0,006		0,01				<0,015		
Azot	<0,03	<0,01	0,04	0,03–0,07	0,030–0,070	0,15	0,12	0,25	0,15–0,30	0,35			
Fosfor						<0,045	0,04	0,04	<0,03	0,03			
Siarka						<0,03	0,01	0,03	<0,015	0,015			
Żelazo	ppw	ppw	ppw	ppw	ppw	ppw	ppw	ppw	1,00–2,00	27	<3	0,70	
Kobalt			3								5	20	12
Tal			0,07										
Neodym			0,04										

ppw – poza poziomem wykrywalności.

Źródło: Nicol 2013.

przewodnością cieplną i wysokim współczynnikiem rozszerzalności cieplnej, dzięki czemu opóźniają wyrównywanie temperatury w elementach konstrukcyjnych, powodując wyższe naprężenia termiczne, które przyczyniają się do zmian w strukturze kryształu powodujących rozwój pęknięć.

W tabeli 7.5 zamieszczono skład chemiczny poszczególnych rodzajów stali i stopów niklu.

W tabeli 7.6 zamieszczono niektóre stopy ferrytyczne i austenityczne oraz na bazie żelaza (stopy: SAVE 12, Super 304 H (CC2328), HR6W), które zostały wstępnie zbadane i wyeliminowane z dalszych przyszłych testów, jako niespełniających warunków pracy AUSC. Tabela ta zawiera również częściową listę kluczowych stopów na bazie niklu oraz komentarz dotyczący możliwości ich zastosowania (Shingledecker i in. 2013).

Tabela 7.6. Stopy ferrytyczne i austenityczne na bazie żelaza oraz na bazie niklu

Stop	Składnik	Komentarz
SAVE 12	rury	niestabilna mikrostruktura, spawanie było trudne (wyeliminowano z testów)
Super 304 H (CC2328)	rury przegrzewacza i podgrzewacza	spełnia prognozy wytrzymałości, może wymagać powłok w niektórych środowiskach i śrutowania (piaskowania) w celu zapewnienia odporności na utlenianie (tylko dla rur)
HR6W	rury przegrzewacza i podgrzewacza, rury	nie spełnia prognoz dotyczących wytrzymałości (wstrzymano badania, obecnie dostępne są inne rozwiązania)
Haynes 230	rury przegrzewacza i podgrzewacza, rury	pomyślne próby spawania, maksymalne ograniczenia rozmiaru rur mogą ograniczać zastosowanie
CCA617	rury przegrzewacza i podgrzewacza, rury	wyższa wytrzymałość niż 617, ale niewystarczające dane, aby zmienić wartości naprężeń według normy ASME, nieodpowiedni dla węgla o wysokiej zawartości siarki, udane spoiny łukowe tylko w stopach na bazie niklu, problemy z pękaniem po odkształceniu, niskie granice wytrzymałości dla wirnika turbiny
Alloy 263		zapasowy odlew stopu do 282, dobra lejność i spawalność, mniejsza wytrzymałość, ale dobra ciągliwość
Inconel 740/740 H	rury przegrzewacza i podgrzewacza, rury	stop o najwyższej wytrzymałości według normy ASME B&PV umożliwiający pracę AUSC do 760°C (1400 °F), doskonała odporność na korozję przy pożarze, udana produkcja i spawanie, podstawowy stop na elementy kotłów, nie może być stosowany do zaworów i płaszczy występujących na powietrzu
Haynes 282		wyższa wytrzymałość na pełzanie niż 740, stosunkowo niewrażliwy na początkowy stan mikrostrukturalny, dobre odkucie „okna” dla wirnika, mogą być odlewane zawory i obudowy
Waspalloy		stop zapasowy z dobrą historią turbiny, niezawodność spawania, słaba ciągliwość
Nimonic 105		stop o najwyższej wytrzymałości na pełzanie, uwzględniany tylko w przypadku połączeń śrubowych i lamelowych (elementy niespawane)

Źródło: Shingledecker i in. 2013.

W tabeli 7.7 przedstawiono rodzaje stali i stopów stosowanych w parowych układach węglowych w UE, USA, Japonii i Chinach. Niedrogie i sprawdzone stale ferrytyczne (stal 23) są stosowane w elementach narażonych na działanie pary o temperaturach poniżej 550°C (ściany membran, części wirników turbiny parowej i obudowy).

Stale martenzytyczne chromowe (stal P 92) zawierające 9–12% Cr są stosowane w elementach narażonych na działanie pary o temperaturach 550–625°C (przegrzewacze, podgrzewacze i kolektory, zawory, obudowy i rury).

Stale austenityczne (HR3C i Sanicro 25) mogą być używane do przegrzewaczy i podgrzewaczy odpowiednio do 625 i do 700°C. Oczekuje się, że nowa generacja stopów niklu (stopy 617, 625 i 740) będzie stosowana w cienkich i grubych elementach w temperaturach powyżej 630°C (Nicol 2013).

W tabeli 7.8 przedstawiono krótkie podsumowanie programów badawczych w zakresie innowacyjnych technologii elektrowni parowych typu AUSC opalanych węglem kamiennym (Rogalev i in. 2014). Jak widać, wiele krajów dąży do wspólnego celu, jakim jest stworzenie w latach 2020–2025 elektrowni węglowej z turbiną parową na zaawansowane parametry supernadkrytyczne AUSC.

Dalsze prace badawcze prowadzone w UE i dotyczące węglowych jednostek parowych na parametry nadkrytyczne obejmują (Rogalev i in. 2014):

- próby procesowe oraz testy materiałów i pełnowymiarowych konstrukcji do 2020 r., w celu budowy bloku prądotwórczego o mocy 550 MW pracującego w temperaturze 705/720°C i ciśnieniu 40 MPa (projekt E.ON50 + Kraftwerk), a także przyszłego projektu AUSC o mocy wyjściowej od 400 do 1000 MW,
- opracowanie koncepcji użyteczności projektu AUSC,
- rozwiązanie problemów, które uniemożliwiają głębszą sterowalność pracy (15–100%),
- uzyskanie niezbędnych danych do budowy i eksploatacji jednostki AUSC z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych.

Realizacja tych prac powinna przyczynić się do osiągnięcia następujących rezultatów:

- minimalizacji zagrożeń technicznych związanych z budową agregatu prądotwórczego 700°C,
- obniżenia kosztów wyposażenia agregatu prądotwórczego w stosunku do obecnych szacunków,
- zwiększenia sterowalności bloków wytwórczych w celu dostosowania się do rosnącego udziału źródeł odnawialnych w sieci,
- stworzenie elektrowni typu *proof-of-concept* w latach 2020–2025 r.

Prace badawcze prowadzone w USA w zakresie węglowych jednostek parowych na parametry nadkrytyczne obejmują (Rogalev i in. 2014):

- zaawansowaną elektrownię ultra nadkrytyczną o parametrach: temperatura pary głównej 760°C, ciśnienie 35 MPa, efektywność energetyczna netto 45 ... 47% (według ciepła spalania), redukcja emisji CO₂ o 15, ..., 22%,
- spalanie tlenowe,
- korozję materiałów narażonych na produkty spalania specyficzne dla węgla opalanych przez amerykańskie zakłady użyteczności publicznej,

Tabela 7.7. Rodzaje stali i stopów stosowanych w parowych układach węglowych w UE, USA, Japonii i Chinach

Rodzaj elementu jednostki	Unia Europejska	USA	Japonia	Chiny
Przegrzewacz	głowica wlotowa: P 92, Stop 617, Stop 617 m; głowica wylotowa: P 92, Stop 617, Stop 617 m, Stop 263; rurociagi: T92, Stop 617 m, Stop 174, HR3C, Inconel 740	panele: S304H, Inconel 617, Inconel 740; płyty grzejne: 347 HFG, Inconel 617, Inconel 740	głowice i rurociagi: HR35, Stop 617, Stop 263, Stop 740, Stop 141, USC141, USC800, HR6W	głowice: P 91, P 92, G 115/G 112, GH2984G, CCA617CN; rurociagi: T 91, T 92, NF709R, Sanicro 25, GH2984G, Inconel 740 HM
Podgrzewacz	głowica wlotowa: 13CrMo4-5, Stop 617 m; głowica wylotowa: Stop 617 m; rurociagi: Stop 617 m, HR3C, S304, T 91, 10CrMo9.10	płyty grzejne: S304H, HR 120, Inconel 617, 230	głowice i rurociagi: HR35, Stop 617, Stop 263, Stop 740, Stop 141, USC141, USC800, HR6W	głowice: P 91, P 92, G115/G112, GH2984G, CCA617CN; rurociagi: T 91, T 92, NF709R, Sanicro 25, GH2984G, Inconel 740 HM
Przewody i rurociagi			stal ferrytyczna: B9Cr, LC9Cr; stal austenityczna: 25 Cr20Ni; stopa na bazie Ni: HR35, Stop 617(B), HR6W	T 91, HCM12 GH2984
Obudowa	zewnątrzna: stal odlewana (9–10% Cr); wewnętrzna: Stop 625 (odlewany) spawany z 9–10% stali martenzytycznej	Haynes 282, Stop 617, Stop 263, Sanicro 25, Inconel 740, Stop 625, stal ferrytyczna	zewnątrzna: stale z 12% Cr; wewnętrzna: Stop 625, Inconel 740, Stop 617	
Zawory	Stop 625 (odlewany), Stop 617 m	Haynes 282	Stop 625	
Wirnik	Stop 617 spawany z 2% chromu, 10% stali chromowej	Stop 617, Stop 625, stal ferrytyczna	FENIX-700, LTES, TOSIX	
Łopatki	stal martenzytyczna, Nimonic 80, Stop Waspalloy	Haynes 282, Stop 617, Stop 263, Sanicro 25, Inconel 740 i Stop 625, stal austenityczna, stal martenzytyczna	USC141	
Ściany membran		T 23, T 92	konwencjonalne stale ferrytyczne	
Ekonomizer		stal węglowa		

Źródło: opracowano na podstawie Nicol 2013.

Tabela 7.8. Programy badawcze w zakresie innowacyjnej technologii turbiny parowej A-USC opalanej węglem kamiennym

Kraj	Etap technologiczny	Cele	Programy
EU	> 57 GW elektrownie węglowa działająca lub w budowie (2004)	t = 700 ... 720°C, p = 35,39 MPa, efektywność > 50%, N = 400, 1 000 MW, redukcja emisji CO ₂	– Set Plan – projekty FT7: Next-GenPower, MACPLUS – Projekty programu AD700: COMTES 700, COMTES + w tym ENCIO, HWT II
USA	> 30% (~100 GW) TPPs wykorzystujące ciśnienie pary o parametrach nadkrytycznych; ~50% instalacji w budowie z parą o parametrach ultra nadkrytycznych pod ciśnieniem o parametrach nadkrytycznych	t = 760°C, p = 35 MPa, efektywność (netto) = 45,47%, N = 400, 1 000 MW, redukcja emisji CO ₂ o 15,22%	Advanced Ultra Supercritical Power Plant, program prowadzony przez DOE i OCDO
Japonia	~50% (~17 GW) TPPs opalane węglem z parą o parametrach ultra nadkrytycznych (600°C, 25 MPa)	t = 700/720°C, p = 35 MPa, efektywność (netto) = 46,48%, N = 1 000 MW, redukcja emisji CO ₂ o 15%	Projekt rozwoju technologii AUSC, program prowadzony przez CEIETP
Chiny	>70 GW elektrowni węglowych TPPs z parą o parametrach ultra nadkrytycznych (bloki 44×600 MW i 73×1000 MW oddane do użytku lub w budowie); zamówienia złożone na 317 GW łącznie TPP tego typu (>85% wszystkich zamówień)	t = 700/720°C, p = 35 MPa, efektywność > 50%, redukcja emisji CO ₂	– Program Ministerstwa Energii Krajowe Konsorcjum Innowacji Technologii Energetyki opalanej węglem w temperaturze ultra nadkrytycznej 700°C – Projekt sponsorowany przez Ministerstwo Nauki i Technologii – Produkcja rur o znaczeniu krytycznym dla zaawansowanych jednostek ultra nadkrytycznych AUSC o temperaturze 700°C – Badania finansowane przez krajowe fundacje badawcze (9 zadań)

Źródło: Rogalev i in. 2014.

- rozwój i testowanie nowych materiałów i technologii,
- rozwój technologii wytwarzania/obróbki skrawaniem konstrukcji (spawanie, odlewanie, kucie, obróbka ciśnieniowa, długoterminowe badania stabilności pełnowymiarowych części i konstrukcji),
- zaprojektowanie aparatury technologicznej, stanowisk testowych oraz elektrowni typu *proof-of-concept*.

W przypadku Japonii prace badawcze prowadzone w zakresie węglowych jednostek parowych na parametry nadkrytyczne obejmują (Rogalev i in. 2014):

- zakrojone na szeroką skalę prace nad technologią AUSC,
- testowanie wirników turbin wykonanych z alternatywnych materiałów z parą o temperaturze 700°C przy znamionowych obrotach w celu oceny niezawodności poszczególnych elementów,
- badanie korozji wysokotemperaturowej po ekspozycji na produkty spalania ze współspalania węgla i biomasy,
- ocenę stabilności osadów na ogrzewanych powierzchniach po długotrwałej eksploatacji,
- ocenę długoterminowej niezawodności, wytrzymałości zmęczeniowej i odporności na korozję wysokotemperaturową ogrzewanych powierzchni oraz odporności na utlenianie wewnętrznych powierzchni przewodów parowych,
- wykonywanie długotrwałych testów stabilności elementów konstrukcyjnych i szacowanie ich żywotności; opracowywanie nieniszczących technik badań i opracowywanie procesów spawania naprawczego.

Chiny zajmują pierwsze miejsce na świecie pod względem mocy zainstalowanej elektrowni wykorzystującej parę SSC (*Specific Steam Consumption*) (ponad 70 GW); technologię elektrowni w Chinach można uznać za najnowocześniejszą w skali światowej. Mimo tego wciąż mają status drugiego co do wielkości emitenta CO₂ na świecie.

Dalsze prace badawcze prowadzone w Chinach w zakresie węglowych jednostek parowych na parametry nadkrytyczne obejmują (Rogalev i in. 2014):

- prace na szeroką skalę nad technologią AUSC,
- wybór, zaprojektowanie, ocenę i optymalizację materiałów wysokotemperaturowych (Alloy 617 M, Alloy 617 CN, Alloy 740, Alloy 740 H, Alloy 740 HM, T 24, HCM12, GH984, G 115/G 112, CH2984G, T 91, T 92, P 92, P 112, NF709R, Sanicro 25),
- produkcję kluczowych elementów podstawowych urządzeń i rurociągów wysokotemperaturowych (rurociągi parowe i główne elementy kotłów, odkuwki turbin i główne komponenty, rurociągi i zawory wysokotemperaturowe, zawory wysokotemperaturowe wysokociśnieniowe).

8. Ogniwa paliwowe

8.1. Rodzaje ogniw paliwowych

Ogniwa paliwowe są to urządzenia elektrochemiczne, zamieniające energię chemiczną paliwa na energię elektryczną lub ciepłą z wysoką efektywnością energetyczną. Paliwem stosowanym do zasilania ogniw paliwowych jest wodór, który doprowadzany jest w sposób ciągły do anody, a utleniaczem – tlen, który jest podawany w sposób ciągły do katody. Zarówno wodór, jak i tlen mogą być podawane z innymi gazami. Działanie ogniw paliwowych opiera się na dwóch kontrolowanych, zależnych od siebie reakcjach elektrochemicznych: reakcji utleniania wodoru HOR (*Hydrogen Oxidation Reaction*) oraz reakcji redukcji tlenu ORR (*Oxygen Reduction Reaction*) na anodzie i katodzie ogniwa (Malinowski i Iwan 2014).

Pojedyncze ogniwo paliwowe zbudowane jest z membrany i warstw katalizatora oraz dodatkowych elementów pomocniczych GDL (*Gas Diffusion Layer*), spełniających ważne funkcje w pracy ogniwa paliwowego. Membrana ogniwa separuje paliwo i utleniacz zasilające każde pojedyncze ogniwo (celkę), warstwa katalizatora efektywnie przyspiesza przebieg reakcji elektrochemicznych oraz wydajnie odprowadza ładunki elektryczne.

Zasada działania ogniwa paliwowego typu PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) z jonowymienną membraną polimerową została zilustrowana na rysunku 8.1 (Ceran 2014). Paliwo (wodór) doprowadzane jest w sposób ciągły do anody, a utleniacz dostarczany jest do katody. Elektrolitem w tym ogniwie paliwowym jest membrana polimerowa przewodząca protony. Anoda pokryta jest katalizatorem, dzięki któremu zachodzi dysocjacja wodoru na protony (jony H^+) i elektrony.

Reakcje zachodzące na ogniwie paliwowym mają następujący przebieg:

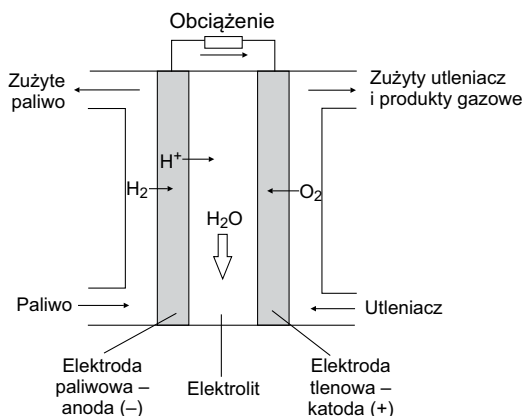
— na anodzie:



Jony H^+ przechodzą przez membranę polimerową przewodzącą protony, która jest izolatorem dla elektronów. Elektrony przepływają przez zewnętrzny obwód, tworząc prąd zewnętrzny ogniwa.

— na katodzie:

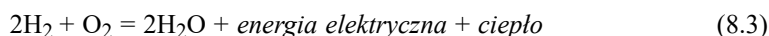




Rys. 8.1. Zasada działania ogniw paliwowych z membraną wymiany protonów PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) nazywanego też ogniwem paliwowym z elektrolitem polimerowym PEFC (*Polymer Electrolyte Fuel Cell*)
Źródło: Ceran 2014

Na katodzie protony i elektrony reagują z tlenem dając wodę, która jest jedynym produktem ubocznym ogniw paliwowych PEMFC.

— sumarycznie:



Zatem w ogniwie następuje łączenie wodoru i tlenu w wodę z wydzieleniem się energii, czyli jedynym produktem ubocznym pracy ogniw jest czysta woda.

W pojedynczym ogniwie następuje zamiana 237 kJ energii chemicznej wodoru, z dostępnych 286 kJ będących ciepłem spalania 1 mola H_2 w warunkach standardowych, na energię elektryczną. Teoretyczna efektywność takiego ogniw paliwowych wynosi 84%, jednak rzeczywista wartość tego parametru, ze względu na warunki temperaturowe i ciśnieniowe oraz straty polaryzacyjne, mieści się w zakresie 40–60% (Malinowski i Iwan 2014).

W tabeli 8.1 przedstawiono charakterystyki podstawowych rodzajów ogniw paliwowych obejmujące: rodzaj elektrolitu, temperaturę pracy, nośnik ładunku, rodzaj: paliwa, utleniacza i katalizatora, efektywność energetyczną, moc istniejących instalacji oraz zastosowanie tych ogniw – zalety i wady. Uwzględniono następujące typy ogniw paliwowych:

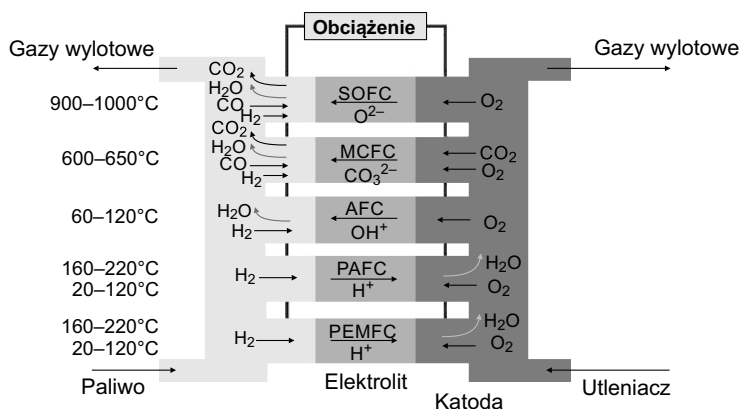
- ogniw paliwowych z membraną wymiany protonów PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*), nazywane też ogniwami paliwowymi z elektrolitem polimerowym PEFC (*Polymer Electrolyte Fuel Cell*),
- alkaliczne ogniw paliwowych AFC (*Alkaline Fuel Cell*),
- ogniw paliwowych z kwasem fosforowym PAFC (*Phosphoric Acid Fuel Cell*),
- ogniw paliwowych z zestalonym elektrolitem tlenkowym SOFC (*Solid Oxide Fuel Cell*),
- ogniw paliwowych ze stopionym węglanem MCFC (*Molten Carbonate Fuel Cell*),
- bezpośrednie ogniw metanolowe DMFC (*Direct Methanol Fuel Cell*).

Tabela 8.1. Podstawowe rodzaje ogniw paliwowych

Typ ogniwa paliwowego	Ogniwo z membraną polimerową PEMFC (<i>Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell</i>)	Alkaliczne ogniwo paliwowe AFC (<i>Alkaline Fuel Cell</i>)	Ogniwo paliwowe z kwasem fosforowym PAFC (<i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i>)	Ogniwo paliwowe z zestawionym elektrolitem tlenkowym SOFC (<i>Solid Oxide Fuel Cell</i>)	Ogniwo paliwowe ze stopionymi węglanami MCFC (<i>Molten Carbonate Fuel Cell</i>)	Bezpośrednie ogniwo metanolowe DMFC (<i>Direct-Methanol Fuel Cell</i>)
Elektrolit	membrana polimerowa	roztwór wodorotlenku potasu (KOH)	stężony kwas fosforowy (H ₃ PO ₄)	nieporowaty stały tlenek metalu, najczęściej cyrkonu (ZrO ₂) stabilizowany tlenkiem itru (Y ₂ O ₃)	długi czas rozruchu	membrana polimerowa
Temperatura pracy	80–140°C	80–120°C	160–220°C	1 000°C	650°C	60–200°C
Nośnik ładunku	jony wodoru	jony wodorotlenku	jony wodoru	jony tlenu	jony węgla	
Paliwo	wodór	wodór, hydrazyna N ₂ H ₄ , metan	czysty wodor, gaz ziemny, metanol, biogaz; paliwo poddane reformingowi lub zewnętrznemu	gaz ziemny, biogaz; paliwo poddane reformingowi lub zewnętrznemu	gaz ziemny, metanol, biogaz; paliwo poddane reformingowi lub zewnętrznemu	metanol
Utleńiacz	tlen	tlen	tlen	tlen	tlen, CO ₂	
Katalizator	platyna	platyna	platyna	metatynian wapnia	nikiel	
Efektywność energetyczna	40–50%	40–50%	40–50%	> 60%	> 60%	40%
Moc istniejących instalacji	do 250 kW	5–100 kW	do 10 MW	1–250 kW	50 kW do 3 MW	
Zastosowanie	transport, UPS-y, zasilacze przenośne	zasilacze przenośne, transport, instalacje kosmiczne i wojskowe	generacja rozproszona, kogeneracja	generacja rozproszona, kogeneracja	generacja rozproszona, kogeneracja	
Zalety	niska temperatura pracy, krótki czas rozruchu, duża gęstość energii, brak materiałów korodujących	duża gęstość energii	wysoka sprawność w kogeneracji	wysoka temp. umożliwiająca pracę w kogeneracji	wysoka temp. umożliwiająca pracę w kogeneracji	prosta konstrukcja, niskie koszty bez ulepszeń
Wady	drogi katalizator	drogi katalizator, wrażliwość na CO i CO ₂	drogi katalizator, elektrolit o właściwościach silnie korodujących	długi czas rozruchu	wysoka temp. umożliwiająca pracę w kogeneracji	niska efektywność energetyczna, kosztowny katalizator

Źródło: Paska i Klos 2010; Ceran 2014.

Na rysunku 8.2 przedstawiono rodzaje ogniw paliwowych, temperaturę ich pracy oraz reakcje elektrochemiczne w nich zachodzące (Malinowski i Iwan 2014).



Rys. 8.2. Rodzaje ogniw paliwowych, temperatura ich pracy oraz reakcje elektrochemiczne w nich zachodzących

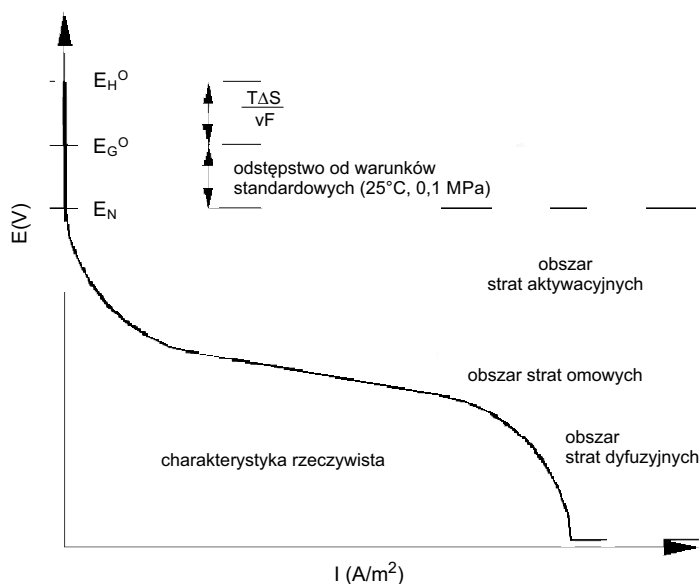
Źródło: Malinowski i Iwan 2014

8.2. Efektywność energetyczna ogniw paliwowych

Do oceny ogniw paliwowych wykorzystuje się charakterystyki napięciowo-prądowe (wykresy polaryzacyjne). Zazwyczaj wykresy polaryzacyjne wykonuje się dla pojedynczego ogniwa paliwowego, w zakresie napięcia od wartości przy otwartym obwodzie OCV (*Open Circuit Voltage*) do wartości zawierającej się w obszarze strat dyfuzyjnych (koncentracyjnych). Na charakterystykę prądowo-napięciową i parametry elektryczne ogniwa wpływa również przepuszczalność wodoru przez membranę polimerową oraz występowanie przewodnictwa elektronowego w elektrolicie.

Przykładowy wykres polaryzacyjny dla pojedynczego polimerowego ogniwa paliwowego przedstawia rysunek 8.3. Wartości natężeń prądu są przeliczane na jednostkę powierzchni warstwy aktywnej pojedynczego ogniwa paliwowego (na 1 cm²). Tego typu badania przeprowadza się również dla całych stosów ogniw paliwowych.

Charakterystyki polaryzacyjne dostarczają wielu szczegółowych informacji dotyczących sposobu funkcjonowania ogniw paliwowych oraz możliwych do uzyskania osiągnięć. Wartość OCV informuje o wielkości nadpotencjału przy zerowym natężeniu prądu elektrycznego, w odniesieniu do teoretycznej wartości napięcia pojedynczego ogniwa paliwowego, przy otwartym obwodzie, równym 1,23 V. Pomiary wielkości nadpotencjału pod obciążeniem są równie interesujące pod względem elektrochemicznym, jak badania strat elektrycznych charakteryzujących każde źródło prądowe lub napięciowe. Wynika stąd podstawowa funkcjo-



Rys. 8.3. Przykładowy kształt charakterystyki prądowo-napięciowej polimerowego ogniwa paliwowego
 E_H^0 – napięcie teoretyczne, odpowiadające entalpi, E_G^0 – napięcie odpowiadające entalpi swobodnej (energii swobodnej Gibbsa), E_N – napięcie nominalne, odpowiadające pracy generowanej przez ogniwo,
 $T\Delta S/vF$ – spadek napięcia, odpowiadający ciepłu absorbowanemu w układzie

Źródło: Malinowski i Iwan 2014

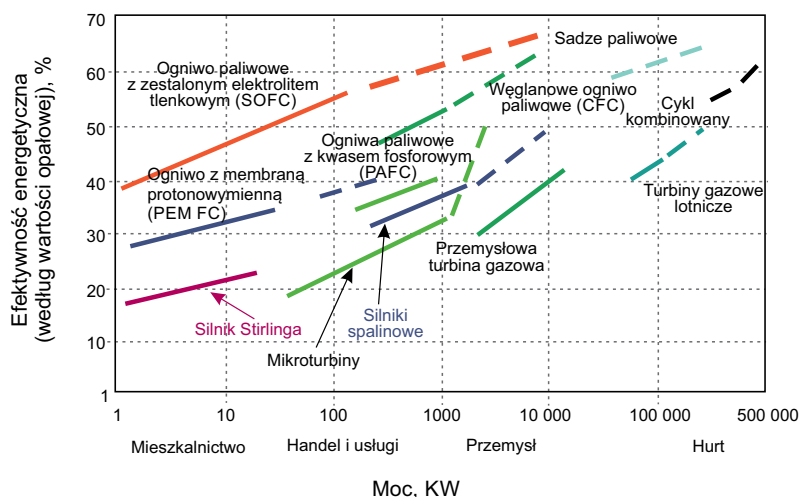
nalność wykresów polaryzacyjnych, dostarczających szczegółowych informacji o stratach omowych, aktywacyjnych, polaryzacyjnych i koncentracyjnych (dyfuzyjnych).

Problematyka ta jest bardzo dobrze przedstawiona w podręczniku *Energetyka wodorowa* (Chmielniak i Chmielniak 2020).

Silniki ciepłe spalając paliwo zamieniają jego energię chemiczną na energię termiczną, a ta z kolei jest zamieniana na pracę. Natomiast ogniwa paliwowe przetwarzają energię chemiczną na elektryczną bez zamiany na energię termiczną. Dzięki temu mogą osiągnąć większą teoretyczną efektywność niż silnik pracujący według idealnego obiegu Carnota. Należy podkreślić, że efektywność przetwarzania energii zawartej w paliwie przez ogniwa, także podlega ograniczeniom wynikającym z zasad termodynamiki (Chmielniak i Chmielniak 2020).

Na rysunku 8.4 przedstawiono efektywność energetyczną dla różnych typów ogniw paliwowych i innych technologii energetycznych wykorzystywanych w zastosowaniach stacjonarnych. Ogniwa paliwowe PEMFC i SOFC mogą być wykorzystywane z obecnymi technologiami energetycznymi w instalacjach kogeneracyjnych (mikrokogeneracji) (SET-Plan 2011).

Potencjał redukcji kosztów stacjonarnych ogniw paliwowych zależy od zastosowania. W przypadku systemów o małej mocy, ulepszona integracja jest głównym czynnikiem obniżającym koszty, podczas gdy w przypadku systemów o dużej mocy ważna jest poprawa elastyczności paliwa i oczyszczanie gazu.



Rys. 8.4. Efektywność energetyczna różnych typów ogniw paliwowych i innych technologii energetycznych
Źródło: SET-Plan 2011

Interesującym rozwiązaniem jest wykorzystanie stacjonarnych ogniw paliwowych dla IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*). W takiej „trójbiegowej” elektrowni typu IGFC (*Integrated Gasification Fuel Cell*) (zintegrowane ogniwo paliwowe ze zgazowaniem) część gazu syntezowego wyprodukowanego z węgla jest kierowana do wysokotemperaturowych stacjonarnych ogniw paliwowych (SET-Plan 2011).

Bezpośrednie ogniwo węglowe DCFC (*Direct Carbon Fuel Cell*), jest wysokotemperaturowym ogniwem paliwowym, które umożliwia bezpośrednią i efektywną konwersję energii chemicznej zmagazynowanej w paliwie stałym (takim jak węgiel lub biomasa) na energię elektryczną bez powstawania jakichkolwiek produktów związanych z konwencjonalnym spalaniem. Wytworzony CO_2 jest czysty i może być bezpośrednio składowany lub używany jako surowiec chemiczny. Ogniwa paliwowe DCFC mają wyraźną przewagę nad innymi ogniwami paliwowymi pod względem efektywności termodynamicznej, ponieważ całkowitemu utlenianiu węgla do CO_2 towarzyszy dodatnia zmiana entropii *near zero*. Charakteryzują się wysoką sprawnością energetyczną wyższą niż 60–65%, co czyni te ogniwa bardzo obiecującymi dla stacjonarnego wytwarzania energii na dużą skalę (SET-Plan 2011).

W tabeli 8.2 zamieszczono dane dotyczące obecnego stanu rozwoju ogniw paliwowych oraz zakres i rodzaj badań. Należy sądzić, że główny rozwój nastąpi w obszarze ogniw polimerowych dla transportu i energetyki oraz ogniw tlenkowych dla energetyki (Chmielniak i Chmielniak 2020).

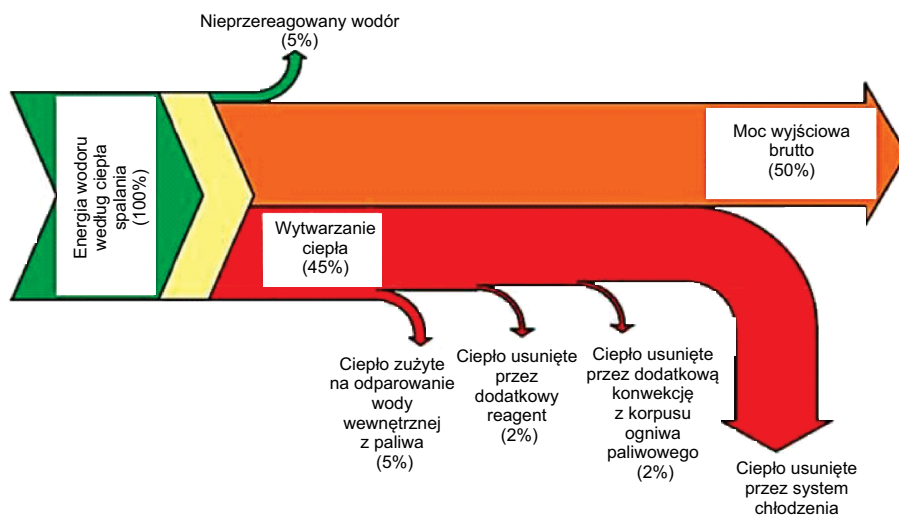
Na rysunku 8.5 przedstawiono przepływ energii wodoru w ogniwie paliwowym PEMFC (*Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell*). Ciepło wytwarzane w tym ogniwie stanowi około 45% energii przereagowanego wodoru, które jest usuwane z układu poprzez: ciepło używane do wewnętrznego odparowania wody (5%), dodatkowy reagent (2%), naturalną konwekcję (2%), układ chłodzenia (36%) (Sazali i in. 2020).

Tabela 8.2. Obecny stan rozwoju technologii stacjonarnych ogniw paliwowych i zakres koniecznych ich badań

Technologia	Moc [kW]	Efektywność energetyczna ¹ [%]	Początkowe nakłady inwestycyjne [USD/kW]	Trwałość (żywołność) [tys. godz.]	Stan rozwoju technologii	Zakres i rodzaj badań	Okres realizacji
Alkaliczne ogniwa paliwowe	do 250	ok. 50	200–700	5–8	wstępne studium rynkowe	zwiększenie trwałości technicznej do ponad 10 000 godzin	2025–2030
Polimerowe ogniwa stacjonarne	0,5–400	32–49	3 000–4 000	60	wstępne studium rynkowe	zmniejszenie nakładów inwestycyjnych do poziomu 800 USD/kW, zwiększenie efektywności energetycznej systemu do 50%, zwiększenie trwałości do ponad 80 000 godzin, zmniejszenie wrażliwości na zanieczyszczenia wodoru, sprawdzenie budowy dużych stosów, osiągnięcie skali megawatów	2025–2030
Ogniwa tlenkowe	do 200	50–70	3 000–4 000	do 90	instalacje demonstracyjne	zwiększenie trwałości modułów w rzeczywistych warunkach pracy przy akceptowalnej degradacji do ponad 50 000 godzin, poprawa elastyczności operacyjnej, zmniejszenie nakładów inwestycyjnych do poziomu 2 000 USD/kW	2025–2035
Ogniwa fosforanowe	do 11 000	30–40	4 000–5 000	30–60	dojrzały do wdrożenia	optymalizacja zarówno nakładów inwestycyjnych i efektywności energetycznej	
Ogniwa węglanowe	do kilku MW	ponad 60	4 000–6 000	20–30	wstępne studium rynkowe	optymalizacja zarówno nakładów inwestycyjnych, jak i efektywności energetycznej	
Polimerowe ogniwa transportowe	80–100	do 60	ok. 500	do 5	wstępne studium rynkowe	zmniejszenie rzeczywistych kosztów produkcji do poziomu poniżej 500 USD/kW poprzez optymalizację produkcji i zmniejszenie zapotrzebowania na metale szlachetne, zachowanie trwałości co najmniej 5000 godzin, zmniejszenie wrażliwości na zanieczyszczenia wodoru	do 2025

¹ Efektywność energetyczna odniesiona do ciepła spalania.

Źródło: Chmieleński i Chmieleński 2020.



Rys. 8.5. Przepływ wodoru w ogniwie z membraną polimerową PEMFC
(*Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell*)

Źródło: Sazali i in. 2020

9. Gospodarka niskoemisyjna – wychwytywanie, składowanie, utylizacja CO₂

9.1. Strategia funkcjonowania społeczeństwa niskoemisyjnego

Obecnie dąży się do zmiany powszechnie przyjętych konwencjonalnych technologii energetycznych na bardziej zaawansowane, których użytkowanie będzie mniej obciążające dla środowiska przyrodniczego. Optymalizacja systemów energetycznych powinna opierać się na systemowym podejściu prowadzącym do lepszego zrozumienia przydatności nowoczesnych technologii energetycznych dla społeczeństwa. Możliwe są różne funkcje celu takie jak minimalizacja emisji dwutlenku węgla, minimalizacja całkowitych kosztów oraz maksymalizacja efektywności energetycznej. Zastosowanie modeli energetycznych opartych na podejściu systemowym staje się niezbędne w projektowaniu gospodarki niskoemisyjnej. Modele energetyczne są wygodnymi narzędziami, które mogą wspierać kształtowanie polityki w kwestiach związanych z energią, łagodzeniem zmian klimatu (Nakata i in. 2011).

W porównaniu z konwencjonalnymi systemami energetycznymi, jednostki energetyczne zaawansowane będą tworzyć złożone systemy o różnorodnej konwersji energii. W tym sensie energię należy postrzegać jako uniwersalną wartość wspierającą lepsze życie.

Rosnące obawy dotyczące potencjalnych negatywnych konsekwencji zmian klimatu w globalnym środowisku sprawiają, że energia jest ważnym aspektem zrównoważonego rozwoju. Emisje CO₂ ze spalania paliw kopalnych są głównym źródłem antropogenicznych gazów cieplarnianych GHG (*GreenHouse Gas*), dlatego też społeczeństwa rozwiniętych krajów dążą do neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla. Zastosowanie zaawansowanych technologii energetycznych, charakteryzujących się wyższą efektywnością energetyczną i mniejszym wpływem na środowisko może przyczynić się do osiągnięcia zamierzonego celu.

W przypadku krajów rozwiniętych osiągnięcie przez społeczeństwo poziomu gospodarki niskoemisyjnej będzie wymagało dokonania głębokich ograniczeń emisji CO₂ do połowy XXI wieku. Związane to będzie z opracowaniem i wdrożeniem technologii niskoemisyjnych, jak również zmiany modeli społecznych i stylu życia. Natomiast w krajach rozwijających się przejście na gospodarkę niskoemisyjną musi być powiązane z ich przewidywanym wzrostem gospodarczym, a także z realizacją ich celów rozwojowych.

Ścieżki rozwoju, którymi podążały kraje uprzemysłowione w ostatnich stuleciach, są ściśle związane ze zmianami wzorców zużycia energii. Związek między energią a rozwojem można zilustrować przemianami energetycznymi, które miały miejsce głównie w krajach rozwiniętych od czasu rewolucji przemysłowej, która rozpoczęła się w Europie w XVIII wieku.

Przemiany energetyczne przedstawiono na rysunku 9.1 jako zmiany udziału paliw w światowej energii pierwotnej. Tworzenie pierwszych przemysłów, jak również wprowadzenie silnika parowego, wymagało wyższego poziomu energochłonności. Wymóg ten został spełniony poprzez przejście z drewna na węgiel. Węgiel charakteryzuje się dużo wyższą zawartością energii chemicznej niż drewno i mógł być wydobywany i dostarczany w ilościach niezbędnych do pokrycia większości potrzeb energetycznych.

W połowie XIX wieku zaczęto komercyjnie dostarczać ropę do produkcji ropy w celach oświetleniowych. Postęp technologii ostatnich dziesięcioleci XIX wieku doprowadził do rozwoju przemysłu naftowego, który zapewnił społeczeństwu wygodniejszą formę energii. Produkty ropopochodne były czystsze i łatwiejsze w obróbce w porównaniu z węglem, a tym samym miały większą elastyczność w wykorzystaniu w różnych zastosowaniach.

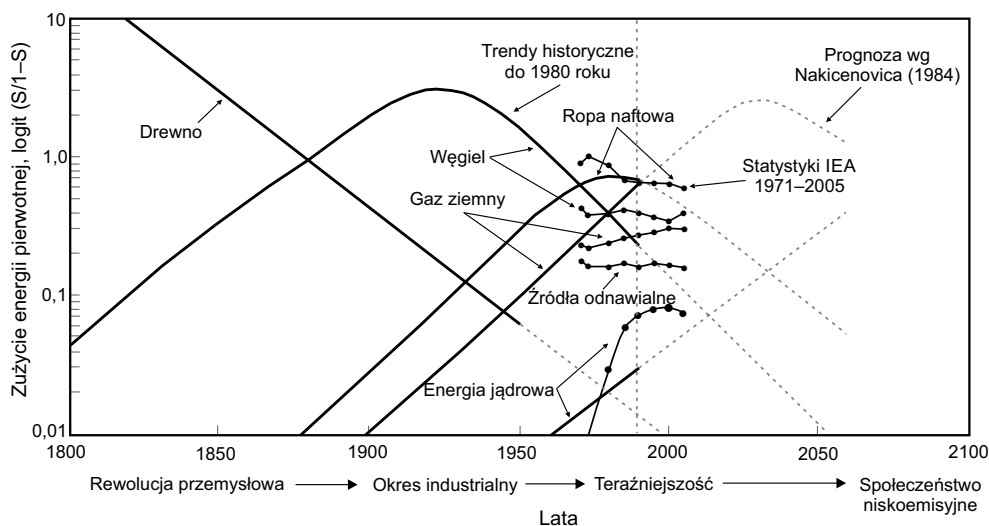
Na początku XX wieku rozwój silników spalinowych upowszechnił zastosowanie oleju do pojazdów. Ropa naftowa, wraz z wprowadzeniem elektryfikacji na dużą skalę, pozwoliła na rozszerzenie i zwielokrotnienie różnych zastosowań paliw w szeregu działaniach. Od połowy XX wieku światowe zużycie energii było w dużej mierze oparte na paliwach kopalnych, takich jak: węgiel kamienny i brunatny, ropa naftowa i gaz ziemny. Stabilne dostawy taniej energii były jednym z głównych aspektów utrzymania wzrostu gospodarczego. Różne ścieżki rozwoju, którymi podążają kraje uprzemysłowione i rozwijające się, skutkują różnymi przemianami energetycznymi.

W latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku kryzys naftowy zmienił poglądy krajów uprzemysłowionych na bezpieczeństwo energetyczne. W konsekwencji alternatywne źródła energii otrzymały silne wsparcie. Badania i rozwój energii jądrowej i technologii odnawialnych były w znacznym stopniu finansowane przez rządy wielu państw.

Znaczenie energii w rozwoju uległo znacznej zmianie w ostatnim ćwierćwieczu XX wieku. W latach osiemdziesiątych XX wieku wpływ zużycia energii na środowisko został uznany na arenie międzynarodowej za główne ograniczenie rozwoju. Uznanie gazów cieplarnianych za główny czynnik powodujący intensyfikację zmian klimatycznych zwiększyło wagę środowiskowych aspektów energii.

Na rysunku 9.1 przedstawiono przemiany zużycia energii w kierunku społeczeństwa niskowęglowego.

W tabeli 9.1 zamieszczono ilości CO₂ (w kg) na jednostkę wytworzonej i dostarczonej energii (kWh, MWh) dla różnych nośników energii i odnawialnych źródeł energii. Przykładowo, dostarczenie 1 kWh energii elektrycznej z węgla związane jest z emisją 0,920 kg CO₂ (przy efektywności energetycznej w odniesieniu do ciepła spalania), natomiast węgiel kamienny jako paliwo powoduje emisję 0,301 kg CO₂. Natomiast gaz ziemny jako paliwo powoduje emisję 0,191 kg CO₂, a wytworzenie energii elektrycznej – 0,437 kg CO₂. Suche drewno jako paliwo powoduje emisję 0,340 kg CO₂ (SET-Plan 2011).



Rys. 9.1. Przemiany zużycia energii w kierunku społeczeństwa niskowęglowego
pogrubione krzywe to krzywe trendów oparte na danych historycznych, a krzywe przerywane przedstawiają
projekcje krzywych trendu. Linie z zaznaczonymi punktami wskazują dane historyczne za lata 1971–2005
pochodzące ze statystyk IEA. Rzeczywiste dane po 1980 r. wyraźnie odbiegają od prognoz.

Źródło: Nakata i in. 2011

W tabeli 9.2 przedstawiono strategię łagodzenia zmian klimatu dla funkcjonujących technologii, które mogą przyczynić się do zmniejszenia emisji o około 18 mld ton dwutlenku węgla do 2050 roku (Smith 2015). Największe ograniczenie emisji CO₂ można uzyskać poprzez: wykorzystanie promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej – około 3 Gt C oraz zmniejszenie emisji innych gazów cieplarnianych niż dwutlenek węgla – około 1–2 Gt C. Ponadto: poprawa efektywności energetycznej budynków o 50%, zwiększenie albedo (stosunek ilości promieniowania odbitego do padającego) miejskiego, hamowanie regeneracyjne, poprawa efektywności transportu publicznego, poprawa efektywności energetycznej o 30–50% procesów przemysłowych, zwiększenie mocy elektrowni wiatrowych, lepsze zarządzanie systemami pól uprawnych – każde z tych działań może przyczynić się o zmniejszenie emisji CO₂ co najmniej o 1 Gt C (Smith 2015).

W przypadku technologii węglowych jedną z dostępnych opcji ograniczania emisji CO₂ na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej jest zwiększenie efektywności energetycznej elektrowni, tak aby mniej węgla było spalane na każdą wyprodukowaną jednostkę MWh. Na rysunku 9.2 przedstawiono zmniejszenie emisji CO₂, którą można osiągnąć poprzez zwiększenie efektywności energetycznej. Ten wzrost można osiągnąć poprzez wycofywanie starszej jednostki na parametry podkrytyczne i zastąpienie jej bardziej efektywnym kotłem na parametry nadkrytyczne lub ultra nadkrytyczne. Przykładowo zaawansowana elektrownia na zaawansowane parametry nadkrytyczne AUSC (*Advanced Ultra Super Critical*) o efektywności energetycznej wynoszącej 46–48% (według ciepła spalania) emitowałaby około 18–22% mniej CO₂ na MWh wytworzonej energii elektrycznej,

Tabela 9.1. Ślady CO₂ w dostawach ciepła i energii elektrycznej

Opcje zaopatrzenia	Efektywność energetyczna [%]	Ilość CO ₂ na jednostkę energii [kg CO ₂ /kWh]	Średnie straty energii [%]	Średnie straty CO ₂ [kg]	Dostarczona energia [kg CO ₂ /kWh]
Paliwo wodorowe z energii elektrycznej (węgiel)	80	1,046			
Biogaz spalony w kotle domowym	86				1,008
Energia elektryczna z węgla	36	0,837	10	0,084	0,920
Biogaz jako paliwo, konwersja z biomasy (Lund University Maria Berglund Pal Borjesson)	40	0,850	2	0,017	0,867
Kocioł na biomasę	78	0,436	5	0,022	0,458
Energia elektryczna z gazu	48	0,397	10	0,040	0,437
Biomasa jako paliwo (suche drewno)		0,340			0,340
Powietrzna pompa ciepła COP = 2,9 (energia elektryczna z węgla)					0,317
Węgiel jako paliwo		0,301			0,301
Stary kocioł gazowy	75				0,255
Nowy kondensacyjny kocioł na gaz ziemny	86				0,222
Ciepło z mikro elektrociepłowni o mocy 1 kW _e , ogółem	6 8				0,212
Gaz ziemny jako paliwo		0,191	2	0,004	0,195
Gruntowa pompa ciepła w zimie COP = 3,8, energia elektryczna z gazu					0,115
Ciepło z instalacji gazowej kondensacyjnej elektrociepłowni 500 kW _e , ogółem	34,7 86	0,103	10	0,010	0,113
Rurociągowe ogrzewanie z bardzo dużej ilości biomasy współspalanej z węglem w elektrociepłowni		0,075	20	0,015	0,089
Rurociągowe ogrzewanie miejskie ze spalania węgla w elektrociepłowni COP = 12,7		0,066	20	0,013	0,079
Rurociągowe ogrzewanie miejskie ze spalania gazu CCGT w elektrociepłowni COP = 12		0,033	20	0,007	0,040
Energia elektryczna z wiatru		0,020	10	0,002	0,022
Energia elektryczna z energii jądrowej		0,010	10	0,001	0,011
Rurociągowe ciepło miejskie z energetyki jądrowej COP = 10		0,001	200,084	0,000	0,001

Efektywność energetyczna – odniesiona do wartości ciepła spalania paliwa.

COP (*Coefficient of Performance*) – wskaźnik efektywności wyrażający stosunek ilości dostarczonego ciepła do ilości energii elektrycznej zużytej.

CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*) – układ gazowo-parowy z turbiną gazową.

Źródło: SET-Plan 2011.

Tabela 9.2. Strategia łagodzenia zmian klimatu przy użyciu istniejących technologii, które razem mogłyby zapobiec emisji 18,5 Gt C do 2050 roku

Strategia łagodzenia zmian klimatu	Istniejące technologie wspomagające i strategie projektowe	Ograniczenie emisji C [Gt]
Budynki – 50% poprawa efektywności energetycznej	światło dzienne, efektywne oświetlenie (tj. diody LED), okna z podwójnymi i potrójnymi szybami, okna o niskiej emisyjności, izolacja; projekty budynków pasywnych do ogrzewania i chłodzenia;	~ 1,25
Sprzęt: AGD, biurowy, kuchenny i przemysłowy – 50% poprawa efektywności energetycznej	rozdział 5. oceny budynków IPCC pokazuje, że najbardziej efektywne urządzenia wymagają od dwóch do pięciu razy mniej energii niż najmniej efektywne urządzenia dostępne obecnie	~1/2
Technologie informacyjne i komunikacyjne (ICT), centra danych – 50% poprawa efektywności energetycznej	komputery: laptopy i monitory LCD/LED; centra danych i serwery: istnieje ponad pięćdziesiąt strategii technicznych lub projektowych w celu osiągnięcia 70% poprawy efektywności energetycznej, w tym „wirtualizacja”	~1/8
Zwiększenie albedo miejskiego	termoplastyczny biały winyl, powlekane dachy, biała membrana winylowa	~1
Niskoemisyjne materiały budowlane i budowlane	niskoemisyjne materiały energetyczne do budynków i budownictwa – bambus, produkty z drewna i drewno budowlane z plantacji zarządzanych w sposób zrównoważony, a także cement i cegła o niskiej zawartości węgla	~1/2
Oświetlenie uliczne i neonowe – 50% poprawa efektywności energetycznej + energia słoneczna	diody elektroluminescencyjne, halogenki metali i oświetlenie uliczne zasilane energią słoneczną	~1/4
Samochody – podwojenie efektywności zużycia paliwa do 60 mpg ¹	silniki hybrydowe, elektryczne lub z ogniwami paliwowymi, lekkie materiały (aluminium i tworzywa sztuczne), hamowanie regeneracyjne, ulepszona aerodynamika	~1
Samochody – zmniejszenie liczby przejechanych kilometrów o połowę (według BAU) ²	transport publiczny (kolejowy, lekki, autobusowy, tramwajowy) i niezmotywowany (rowerowy, pieszy), urbanistyka i planowanie przestrzenne	~1
Pojazd transportowy inny niż samochód – podwojenie efektywności zużycia paliwa	oszczędność paliwa w systemie transportu pojazdami innymi niż samochody (autobusy, transport: ciężarówkami, kolejowy, lotniczy i morski)	~1/4
Podróż samolotem – zmniejszenie liczby przebytych mil o połowę (według BAU) ²	wideokonferencje, szybki internet, bardzo szybkie pociągi	~1/8
Przemysł: 30–50% poprawa efektywności energetycznej układów napędzanych silnikami elektrycznymi	uaktualniona i zoptymalizowana efektywność technologii w przemyśle i handlu, np. poprawa efektywności energetycznej systemów napędzanych silnikami elektrycznymi, np. pompy i wentylatory oraz sprężone powietrze umożliwiające zmniejszenie zużycia energii elektrycznej o 10%	~1/2

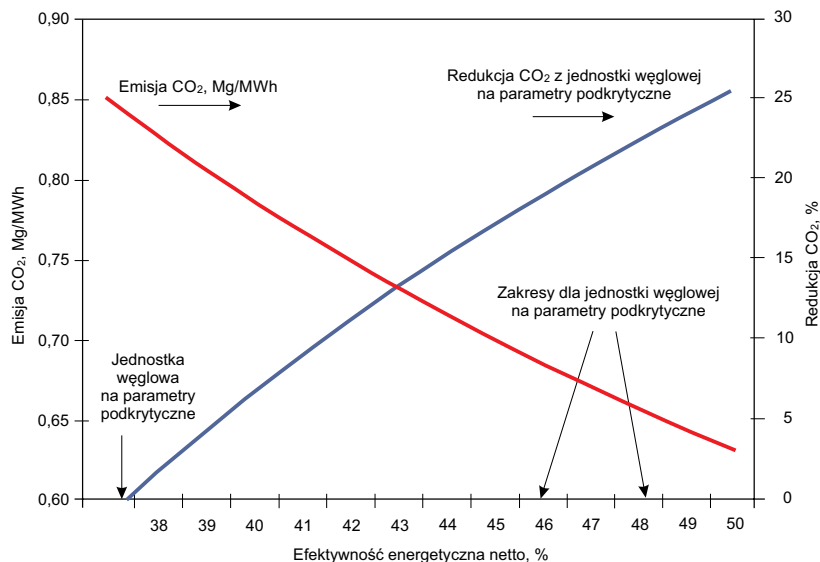
Strategia łagodzenia zmian klimatu	Istniejące technologie wspomagające i strategie projektowe	Ograniczenie emisji C [Gt]
Przemysł: 30–50% poprawa efektywności energetycznej procesów przemysłowych	krokowa zmiana efektywności energetycznej procesów przemysłowych; intensywność zużycia energii > 50% wyższa od teoretycznego minimum określonego prawami termodynamiki	~1
Inteligentna integracja sieci	technologie <i>Smart Grid</i> – urządzenia monitorujące, integracja technologii informacyjnych i komunikacyjnych (ICT), integracja generacji rozproszonej, aplikacje usprawniające transmisję, zarządzanie siecią dystrybucyjną, infrastruktura pomiarowa	
Energia odnawialna	koncentracja energii słonecznej termicznej (inaczej obciążenie podstawowe energią słoneczną) – ~ 1000 GW _p szczytowych do 2050 r.	1/2
	zwiększenie mocy elektrowni wiatrowych do wartości szczytowej 2100 GW _p do 2050 r.	1
	energia geotermalna, pływowa, oceaniczna do 50 GW _p szczytowych do 2050 r.	1/8
	wytwarzanie energii elektrycznej opartej na węglu przy dwukrotnie większej efektywności energetycznej od dzisiejszej	1/2
	energia słoneczna PV zasilająca budynki mieszkalne, handlowe i fabryki	3
	słoneczne systemy ciepłej wody/pompy ciepła – 80% nasycenia sektora mieszkaniowego	1/4
	kogeneracja wykorzystująca odnawialne źródła energii i trójgeneracja mogąca zaspokoić do 10% prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną do 2040/50	1/2
Samochody – napędzane niskoemisyjną energią odnawialną	podłączenia hybrydowe lub w pełni elektryczne układy napędowe, akumulatory litowe, lekkie materiały, oprogramowanie inteligentnych pojazdów	wykorzystanie energii odnawialnej wymienionej powyżej
Transport publiczny – zasilany z OZE	kolej, lekka szyna, autobusy i tramwaje zasilane energią z OZE	
Zarządzanie produktem, recykling i zintegrowane zarządzanie odpadami	efektywność produkcji materiałów i minimalizacja odpadów; wytwarzanie produktów do ponownego użycia i recyklingu; recykling; odzysk metanu ze składowiska; kompostowanie odpadów organicznych; fermentacja beztlenowa; odzysk metanu z oczyszczalni ścieków	1
Eliminacja węgla kamiennego	gospodarstwo domowe: stosowanie pieców opalanych biomasą lub gazowymi paliwami kopalnymi lub pieców na LPG w celu zastąpienia zużycia węgla, kuchenek słonecznych; transport: dostosowanie pojazdów ciężarowych na gaz ziemny, wyposażenie ich w urządzenia do oczyszczania spalin (pochłaniacze cząstek stałych)	1

Strategia łagodzenia zmian klimatu	Istniejące technologie wspomagające i strategie projektowe	Ograniczenie emisji C [Gt]
Zmniejszenie emisji innych gazów cieplarnianych niż CO ₂	zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych z CH ₄ , NO _x , HFC, PFC, SF ₆ (niektóre strategie redukcji emisji innych gazów niż CO ₂ zwiększają wydajność (produktywność) energetyczną poprzez umożliwienie synergistycznej poprawy efektywności energetycznej, jednak niektóre strategie mające na celu zmniejszenie emisji innych niż CO ₂ gazów, to rozwiązania „końca rury”, które wiążą się z kosztami przy niewielkim wzroście wydajności)	1–2
Ochrona lasów – powstrzymanie wylesiania i podwojenie tempa ponownego zalesiania	ograniczone wylesiania, ponowne zalesianie; gospodarka leśna – czy przyniesie to wzrost efektywności zależy od zachęt ekonomicznych związanych z ceną emisji jednostki dwutlenku węgla	1
Rolnictwo – pola uprawne i pastwiska	lepsze zarządzanie systemami pól uprawnych i pastwisk w celu zwiększenia magazynowania węgla w glebie; odtworzenie uprawianych gleb torfowych i zdegradowanych ziem; techniki rolno-leśne; ulepszone techniki uprawy ryżu	1
OGÓŁEM		17,5–19,5

¹ 60 mpg (60 miles per gallon) = 4,7 dcm³ (litra) na 100 km.

² BAU (Business As Usual).

Źródło: Smith 2015.



Rys. 9.2. Emisja CO₂ jako funkcja efektywności energetycznej instalacji (dla ciepła spalania)

Źródło: Beer 2007

niż podobna wielkość jednostki na parametry podkrytyczne. Należy podkreślić, że ta redukcja dotyczyłaby również emisji SO_2 i NO_x , ponieważ bardziej efektywna elektrownia spalałaby mniej węgla, aby wyprodukować taką samą ilość energii. W przypadku konieczności zastosowania CCS zaawansowana elektrownia na parametry nadkrytyczne miałaby 18–22% mniej gazów spalinowych do oczyszczania i wychwytywania CO_2 w porównaniu z elektrowniami parowymi na parametry podkrytyczne o takiej samej wielkości (Booras i Holt 2004; Beer 2007).

9.2. Koszty kapitałowe i eksploatacyjne jednostek energetycznych z CCS

W tabeli 9.3 zamieszczono opinię publiczną dotyczącą technologii CCS. Ujęto w niej zarówno obawy społeczne, jak również korzyści wynikające z CCS. Trzeba jednak podkreślić, że w tej opinii przeważają obawy nad korzyściami. Jest to zrozumiałe, gdyż wiele zagadnień dotyczących CCS nie jest jeszcze do końca wyjaśnionych.

Tabela 9.3. Opinia publiczna dotycząca technologii CCS

Technologia CCS	Obawy społeczne
Obawy społeczne	<ul style="list-style-type: none"> – ryzyko ulatniania się CO_2 – zanieczyszczenie wód gruntowych – skutki zwiększonego wydobycia węgla – wpływ na lokalne środowisko, w tym rośliny i zwierzęta w pobliżu miejsca składowania – założenie, że CO_2 jest wybuchowy lub trujący – wpływ na przeprowadzane badania geofizyczne <p>Ogólne obawy:</p> <ul style="list-style-type: none"> – dostępność wystarczającej ilości miejsca do przechowywania – długoterminowa rentowność i kto jest odpowiedzialny za zmagazynowany CO_2 – brak infrastruktury do obsługi wdrażania na dużą skalę – przekierowanie zainteresowania i finansowania z energii alternatywnej – brak wiedzy na temat właściwości porów w przestrzeni masywu – obawy o koszty i ekonomię przedsięwzięcia – ryzyko nieznanej technologii
Korzyści	<ul style="list-style-type: none"> – może stanowić dobry pomost do przyszłości – jeśli się powiedzie, można uniknąć przedostawania się dużych ilości CO_2 do atmosfery – pozwala na dalsze stosowanie paliw kopalnych, co zapewnia oszczędność i korzyść dla niektórych krajów lub regionów – ułatwia zachowanie czystości elektrowni węglowych – pozwala na redukcję emisji bez zbytej zmiany stylu życia

Źródło: Benson i in. 2012.

Tabela 9.4. Koszy kapitałowe i eksploatacyjne wybranych technologii oraz emisja bezpośrednia i pośrednia CO₂

Wyszczególnienie	Jednostka	Węgiel kamienny pyłowy – wychwyty CO ₂ po spalaniu ¹⁾	Układ gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem węgla – wychwyty CO ₂ przed spalaniem ²⁾	Węgiel kamienny pyłowy – spalanie tlenowe ³⁾	Obieg kombinowany turbiny gazowej – wychwyty CO ₂ po spalaniu ³⁾
Efektywność energetyczna	%	38	~35,7–40	35,4–35,5	~48
Koszty kapitałowe	EUR ₂₀₀₉ /kW _e	2 530–2 860	2 915– 3 300	3 428–4 060	1 828
Stale koszty roczne eksploatacji i utrzymania	% kosztów kapitałowych	1–2	~2	~1	1
Zmienne koszty eksploatacji i utrzymania	EUR ₂₀₀₉ /MWh	3,0–3,7	1,5–2,1	1,4–1,7	~4
Bezpośrednia emisja CO ₂ ⁴⁾	kg CO ₂ /MWh	92	87–98	98–99	59
Pośrednia emisja CO ₂ ⁵⁾	kg CO ₂ /MWh	125	125	bd	85

1) Wczesna komercja, zasięg od pierwszego do *n*-tego rodzaju.2) 2020, *n*-ty w swoim rodzaju.

3) Wczesna komercja, pierwszy w swoim rodzaju.

4) Bezpośrednia emisja – ilość CO₂ emitowana do atmosfery przy danej działalności, np. emisja ze spalania paliw przy wytwarzaniu energii elektrycznej.5) Pośrednia emisja – ilość CO₂ emitowana do atmosfery w związku z produkcją technologiami, z których dany sektor korzysta, np. korzystanie z energii elektrycznej, która produkowana jest dzięki spalaniu paliw kopalnych.

Źródło: SET-Plan 2011.

W tabeli 9.4 przedstawiono efektywność energetyczną oraz wielkość kosztów kapitałowych, kosztów stałych i zmiennych eksploatacji i utrzymania (ceny EUR z 2009 roku), jak również bezpośrednią i pośrednią emisję CO₂ dla czterech technologii energetycznych, stosujących wychwytywanie i składowanie CO₂ (CCS). Elektrownie parowe węglowe usuwające CO₂ po spalaniu charakteryzują się wysokimi kosztami kapitałowymi zawierającymi się w zakresie 2,53–2,86 tys. Euro/kW_e oraz wysokimi kosztami zmiennymi eksploatacji i utrzymania wynoszącymi 3,0–3,7 Euro/MWh. Elektrownie gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla (IGCC) z wychwytem CO₂ przed spalaniem, charakteryzują się również wysokimi kosztami kapitałowymi wynoszącymi 2,9–3,3 tys. Euro/kW_e, ale stosunkowo niskimi kosztami zmiennymi eksploatacji i utrzymania – 1,5–2,1 Euro/MWh przy efektywności energetycznej zawartej w przedziale 35,7–40%. Elektrownie parowe ze spalaniem tlenowym charakteryzują się wysokimi wartościami kosztów kapitałowych spośród rozpatrywanych technologii energetycznych zawierających się w przedziale 3,4–4,1 tys. Euro/kW_e oraz najniższymi kosztami zmiennymi eksploatacji i utrzymania, kształtującymi się w przedziale 1,4–1,7 Euro/MWh. Elektrownie gazowe z obiegiem kombinowanym z wychwytem CO₂ po spalaniu charakteryzują się wysoką efektywnością energetyczną wynoszącą około 48%, najniższymi kosztami kapitałowymi – 1,8 tys. Euro/kW_e, ale wysokimi kosztami zmiennymi eksploatacji i utrzymania, bo wynoszącymi około 4 Euro/MWh.

W tabeli 9.5 zamieszczono wielkości nakładów kapitałowych oraz kosztów stałych i zmiennych dla przykładowych technologii energetycznych z wychwytywaniem i składowaniem CO₂. W tabeli uwzględnione zostały następujące jednostki energetyczne: parowa na pył węglowy PC (*Pulverised Coal*) o mocy 650 MW, zintegrowana ze zgazowaniem węgla IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) o mocy 520 MW oraz gazowo-parowa NGCC (*Natural Gas Combined Cycle*) o mocy 340 MW. Spośród przedstawionych techno-

Tabela 9.5. Wielkości kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych dla przykładowych technologii energetycznych z CCS (EUR₂₀₁₂)

Wyszczególnienie	Moc nominalna [MW]	Koszty kapitałowe (<i>Overnight</i>) [EUR ₂₀₁₂ /kW]	Koszty stałe eksploatacji i utrzymania [EUR ₂₀₁₂ /kW rok]	Koszty zmienne eksploatacji i utrzymania [EUR ₂₀₁₂ /MWh]
Pył węglowy (PC) – CCS (zaawansowane jednostki pojedyncze)	650	4 051	62,40	7,4
Zgazowanie węgla IGCC – CCS (jednostka pojedyncza)	520	5 114	56,44	6,5
Obieg gazowo-parowy (NGCC) – CCS (zaawansowany)	340	1 624	24,64	5,3

Źródło: SET-Plan 2013.

logii energetycznych z CCS najtańszą jest technologia gazowo-parowa (NGCC), zarówno pod względem kosztów kapitałowych, jak i kosztów eksploatacyjnych.

Czyste technologie wytwarzania energii z paliw są postrzegane jako technologie, które w kontrolowany sposób mogą być wykorzystywane do uzupełniania niestabilnej energii wiatrowej i słonecznej. Obecnie generacja energii elektrycznej z paliw pierwotnych zaspokaja większość naszego zapotrzebowania na ten rodzaj energii i jest wytwarzana głównie w elektrowniach parowych i gazowo-parowych.

Generatory energii zasilane czystym paliwem powinny być instalowane w miejsce starszych, mniej efektywnych i bardziej emitujących elektrowni. Obecnie, w celu zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych i spełnienia kryteriów emisji zanieczyszczeń, generatory tego typu powinny być eksploatowane na gazie ziemnym – jako paliwie pomostowym w perspektywie krótkoterminowej – aby następnie te źródła energii przestawić na paliwa odnawialne i bezemisyjne (np. biogaz, odnawialny wodór).

Technologie czystego wytwarzania energii obejmują gaz ziemny w obiegu kombinowanym w skali centralnej elektrowni (> 50 MW) oraz ogniwa paliwowe, generatory turbin gazowych i hybrydowe silniki cieplne z ogniwami paliwowymi w skali elektrowni rozproszonej (<50 MW) (Auston i in. 2016).

Obieg gazowo-parowy (NGCC) składa się z turbiny gazowej (pracującej w obiegu Braytona), turbiny parowej (pracującej w obiegu Rankine’a) oraz generatora pary z odzyskiem ciepła (HRSG), który integruje te dwa obiegi razem poprzez wytwarzanie pary z wylotu turbiny gazowej. Elektrownie tego typu są w stanie osiągnąć wysoką sprawność paliwowo-elektryczną na poziomie 50–60% oraz bardzo niską emisję zanieczyszczeń, jeśli są zintegrowane z systemem selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) CO₂.

Ogniwa paliwowe przekształcają paliwo bezpośrednio w energię elektryczną i ciepło w wyniku reakcji elektrochemicznych, które są koncepcyjnie podobne do reakcji elektrochemicznych w akumulatorach. Charakteryzują się wysoką efektywnością elektryczną (do 60%) i niską (prawie zerową) emisją zanieczyszczeń.

Małe elektrownie z turbinami gazowymi można łączyć z dolnym obiegiem turbiny parowej lub mogą pracować samodzielnie (obieg Braytona) na odnawialnych paliwach gazowych. W tym celu muszą być zintegrowane z wytwarzaniem ciepła i energii (CHP). Osiągnięcie redukcji emisji gazów cieplarnianych wymaga jednak zintegrowania z selektywną redukcją katalityczną (SCR) CO₂.

Elektrownie hybrydowe z ogniwami paliwowymi integrują wysokotemperaturowe ogniwo paliwowe (tlenek stały lub stopiony węgiel) z silnikiem cieplnym (np. turbina gazowa, silnik tłokowy), w celu osiągnięcia jeszcze wyższej efektywności energetycznej niż ogniwo paliwowe. Tego typu elektrownie osiągają efektywność elektryczną do 75% przy bardzo niskiej emisji gazów cieplarnianych.

W tabeli 10.6 przedstawiono wielkości efektywności energetycznej oraz wielkości emisji zanieczyszczeń dla następujących technologii energetycznych opartych na gazie ziemnym: obieg gazowo-parowy (NGCC), ogniwa paliwowe, małe turbiny gazowe, technologie hybrydowe ogniwo paliwowe – turbina gazowa. Te technologie są uważane za czyste, gdyż charakteryzują się znacznie niższymi emisjami gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń

w porównaniu ze wszystkimi innymi generatorami energii. Ponadto mogą ewoluować od gazu ziemnego (czyste paliwo pomostowe) do wykorzystania paliw odnawialnych, co przyczyni się do dalszego zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych.

Z rozpatrywanych technologii małe turbiny gazowe charakteryzują się stosunkowo niską efektywnością energetyczną (paliwo – energia elektryczna) wynoszącą 35–45%, stosunkowo wysokim wskaźnikiem: emisji gazów cieplarnianych (CO_2 ekw.) wynoszącym 230–307 kg/MWh, tlenu azotu – 23 g/MWh, innych zanieczyszczeń (tlenek węgla CO, cząstki stałe PM, węglowodory, tlenki siarki) – około 70 g/MWh.

Tabela 9.6. Efektywność i emisje zanieczyszczeń wybranych technologii działających na gazie ziemnym (paliwo przejściowe)

Technologia	Efektywność energetyczna paliwo–energia elektryczna ¹⁾ [%]	Efektywność energetyczna paliwo–ciepło i energia elektryczna ²⁾ [%]	Wskaźnik emisji gazów cieplarnianych (CO_2 ekw.) [kg/MWh]	Wskaźnik emisji tlenu azotu [g/MWh]	Wskaźnik emisji innych zanieczyszczeń ³⁾ [g/MWh]
Obieg gazowo-parowy (NGCC)	50–60	tylko en.el.	307–368	~ 14	~ 50
Ogniwa paliwowe	50–60	70–90	205–263	~ 3	~ 10
Małe turbiny gazowe	35–45	60–80	230–307	~ 23	~ 70
Jednostki hybrydowe (ogniwa paliwowe i turbina gazowa)	60–70	85–95	194–217	~ 5	~ 15

1) Efektywność odniesiona do ciepła spalania paliwa.

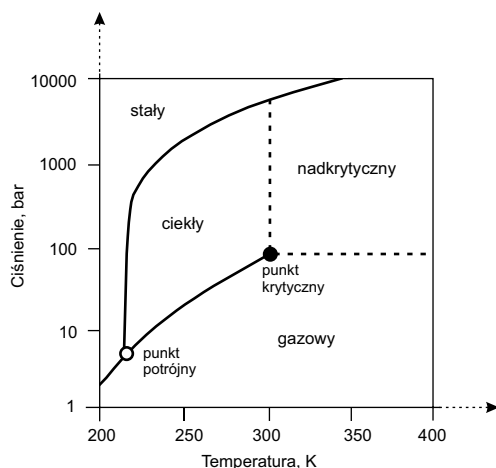
2) Efektywność odniesiona do wartości opałowej.

3) Suma tlenu węgla (CO), cząstek stałych (PM), węglodorów, tlenków siarki.

Źródło: Auston i in. 2016.

W celu umożliwienia transportu wyseparowanego ze spalin CO_2 oraz jego późniejszego składowania przyjmuje się że dwutlenek węgla musi zostać sprężony do ciśnienia 12 MPa i schłodzony do temperatury około 298°K (25°C). Parametry te pozwalają na uzyskanie stanu nadkrytycznego CO_2 (rys. 9.3) i pozwalają na jego bezpieczny transport w stanie nadkrytycznym do kolejnej stacji sprężającej. Parametry krytyczne CO_2 wynoszą: 304,13°K i 7,375 MPa (Panowski i Zarzycki 2013).

Tabela 9.7 zawiera orientacyjne koszty składowania 1 tony CO_2 w polach gazowych i naftowych (na lądzie i na morzu) oraz w warstwach wodonośnych (na lądzie i na morzu) podane przez różnych autorów. Należy podkreślić, że występuje bardzo duża rozpiętość danych podanych przez różne źródła literaturowe.

Rys. 9.3. Stany skupienia CO₂

Źródło: Panowski i Zarzycki 2013

W tabeli 9.8 przedstawiono koszty i efektywność energetyczną wytwarzania energii elektrycznej dla wybranych technologii energetycznych z wykorzystaniem technologii wychwytu i składowania CO₂ – CCS (*Carbon Capture and Storage*), jak również bez CCS. Rozpatrywane technologie energetyczne to: oparta na gazie ziemnym w obiegu mieszanym NGCC (*Natural Gas Combined Cycle*), zintegrowanego obiegu zgazowania IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*), parowa na pył węglowy PC (*Pulverised Coal*). Dla tych technologii podano koszty: kapitałowe, stałe i zmienne eksploatacji oraz utrzymania dla lat: 2010, 2020, 2030 i 2040 (Fidje i in. 2010). Należy podkreślić, że wprowadzenie technologii CCS powoduje obniżenie efektywności energetycznej (odniesionej do wartości opałowej) wszystkich technologii energetycznych około 6–10 % (Fidje i in. 2010).

Analizy ekonomiczne pokazują, że podwójna strategia: poprawy efektywności energetycznej i wychwytywania CO₂ jest optymalną drogą do konkurencyjnych, zaawansowanych systemów węglowych z CCS (IEA 2013a). W dwuetapowym podejściu do obniżania emisji CO₂ z elektrowni zasilanych paliwami kopalnymi, zwiększenie efektywności cieplnej elektrowni zapewnia znaczącą redukcję emisji CO₂ (i najniższe koszty redukcji w kg/MWh lub Eur/MWh) (EPA 2009). Rysunek 9.4 pokazuje, w jaki sposób poprawa efektywności w miarę wdrażania postępu technologicznego może znacznie zmniejszyć emisję CO₂. Dążenie do poprawy efektywności daje czas na ulepszenia technologii CCS i obniża jej koszty poprzez zmniejszenie ilości wychwytywanego CO₂.

Jednak ostatecznie, jeśli dąży się do znaczących redukcji emisji CO₂, które są potrzebne do osiągnięcia zamierzonych celów, to można je osiągnąć jedynie poprzez wdrożenie CCS (IEA 2012).

W tabeli 9.9 zamieszczono 5 przykładów projektów realizowanych przez Holandię, Norwegię, Niemcy i Włochy przy znaczącym poparciu Unii Europejskiej. Projekty te zakładają

Tabela 9.7. Przegląd orientacyjnych kosztów geologicznego składowania CO₂ opublikowanych w literaturze, USD₂₀₀₈/Mg CO₂ składowania

Wyszczególnienie	Ecless i in. 2009	Heddle i in. 2003	Hendriks i in. 2004	IEA 2008b	IPCC 2005	Kober i Blesl 2010a, b	McKinsey 2008	Ramírez i in. 2010
Zubożone pola gazowe i naftowe		(2–24) ¹⁾	(1–11)	(10–25)	(1–14)	(1–21)		(1–20)
– na lądzie			3(1–5)		(1–14)	5(1–21)	6	(1–9)
– na morzu			8(5–11)		(4–9)	6(4–12)	16	(4–20)
Wąstwy wodonośne	(2–7)	(1–15)	(3–14)	(10–20)	(0,2–33)	(2–35)		>25
– na lądzie			4(3–8)		(0,2–7)	3(2–15)	7	
– na morzu			9(7–14)		(1–33)	6(3–35)	18	

Liczby przedstawiają średnie dane; jeśli są dostępne, zakresy są podawane w nawiasach.

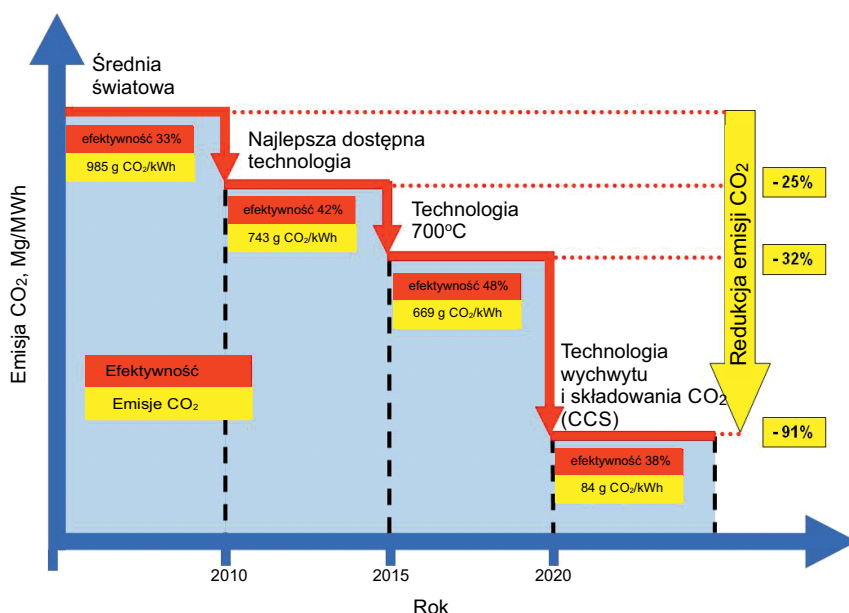
1) Średnia wartość dla zubożonych pól gazowych wynosi 6 USD/Mg CO₂, a dla zubożonych pól naftowych 5 USD/Mg CO₂.
Źródło: Benson i in. 2012.

Tabela 9.8. Koszty i efektywność wytwarzania energii elektrycznej przez wybrane technologie energetyczne – z i bez CCS (*Carbon Capture and Storage*)

Wyszczególnienie	Jednostka	2010	2020	2030	2040
Układ gazowo-parowy NGCC (<i>Natural Gas Combined Cycle</i>) bez CCS					
Koszty kapitałowe	EUR/kW	676	608	608	608
Koszty stałe eksploatacji i utrzymania	EUR/kW·a	19	17	16	17
Koszty zmienne eksploatacji i utrzymania	EUR/GJ	0,02	0,02	0,02	0,02
Efektywność energetyczna ¹⁾	%	58	60	63	64
Układ z kotłem parowym na pył węglowy PC (<i>Pulverised Coal</i>) bez CCS					
Koszty kapitałowe	EUR/kW	1 598	1 487	1 448	1 352
Koszty stałe eksploatacji i utrzymania	EUR/kW·a	77	72	66	61
Koszty zmienne eksploatacji i utrzymania	EUR/GJ	0,36	0,35	0,33	0,33
Efektywność energetyczna ¹⁾	%	46	50	52	52
Układ gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem węgla IGCC (<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>) bez CCS					
Koszty kapitałowe	EUR/kW	2 005	1 798	1 691	1 521
Koszty stałe eksploatacji i utrzymania	EUR/kW·a	71	66	60	53
Koszty zmienne eksploatacji i utrzymania	EUR/GJ	0,29	0,25	0,20	0,19
Efektywność energetyczna ¹⁾	%	46	50	54	56
Układ gazowo-parowy NGCC (<i>Natural Gas Combined Cycle</i>) z CCS					
Koszty kapitałowe	EUR/kW	1 146	1 014	938	838
Koszty stałe eksploatacji i utrzymania	EUR/kW·a	71	66	60	63
Koszty zmienne eksploatacji i utrzymania	EUR/GJ	1,29	1,25	1,08	0,95
Efektywność energetyczna ¹⁾	%	49	52	56	58
Układ z kotłem parowym na pył węglowy PC (<i>Pulverised Coal</i>) z CCS					
Koszty kapitałowe	EUR/kW	2 546	2 328	2 110	1 892
Koszty stałe eksploatacji i utrzymania	EUR/kW·a	95	81	75	68
Koszty zmienne eksploatacji i utrzymania	EUR/GJ	1,29	1,25	1,08	0,95
Efektywność energetyczna ¹⁾	%	36	42,5	45	46
Układ gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem węgla IGCC (<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>) z CCS					
Koszty kapitałowe	EUR/kW	2 769	2 374	2 130	1 956
Koszty stałe eksploatacji i utrzymania	EUR/kW·a	92	76	70	63
Koszty zmienne eksploatacji i utrzymania	EUR/GJ	0,51	0,41	0,27	0,27
Efektywność energetyczna ¹⁾	%	38	44	48	50

¹⁾ Odniesiona do wartości opałowej paliwa.

Źródło: opracowano na podstawie Fidje i in. 2010.



Rys. 9.4. Redukcja emisji CO₂ w elektrowniach parowych zasilanych węglem kamiennym o cieple spalania wynoszącym 26 MJ/kg i charakteryzujących się wyższymi wartościami efektywności energetycznej i technologiami CCS

Źródło: IEA 2013a

składowanie CO₂ w ilościach 1–3 mln ton na rok (SET-Plan 2013). Ich głównym celem jest funkcjonowanie jako instalacje demonstracyjne, pomagające w opracowywaniu wytycznych i protokołów oraz przeprowadzaniu analiz ryzyka dla jednego źródła – jednego ujścia i dużych projektów zintegrowanych.

9.3. Perspektywy technologii wychwytywania i wykorzystania CO₂

Systemy energetyczne oparte na energii odnawialnej będą potrzebne do łagodzenia negatywnych skutków rozwoju gospodarczego opartego na wykorzystaniu paliw kopalnych, ale będą opierać się na niestabilnych źródłach, jaką są, w dużej jej części, nośniki energii odnawialnej.

Różne branże przemysłu przyczyniają się do emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Wymagają one jednak skutecznych technologii redukcji emisji CO₂, które można zastosować do różnych źródeł emisji CO₂. Redukcja emisji gazów cieplarnianych jest pilną kwestią, z którą należy się zmierzyć i rozwiązać teraz lub w nadchodzącej przyszłości. Pomimo występowania wielu alternatywnych technologii związanych z energią odnawialną, energią

Tabela 9.9. Przykład dużych projektów CCUS w Europie zarekomendowanych do realizacji przez Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) w lipcu 2013 r.

Lokalizacja	Poparcie	Nazwa projektu	Charakterystyka	Wychwyty CO ₂
Rotterdam (Holandia)	Holandia (lider), Niemcy	CCS Rotterdam Project	wdrożenie wielkoskalowego „węzła CO ₂ ” do wychwytywania, transportu, wykorzystania i składowania CO ₂ , z różnymi źródłami punktowymi podłączonymi do wielu miejsc składowania	redukcja emisji w Rotterdamie o 50% (według ilości z 1990 r.) do 2025
Morze Północne (Norwegia)	Norwegia (lider), Komisja Europejska	CO ₂ STORE	wynika z projektu Sleipner; ma na celu zdobycie wiedzy z zakresu geochemii i procesów rozpuszczania poprzez monitorowanie migracji CO ₂ na lądzie i na morzu; rezultatem jest opracowanie metodologii oceny, planowania i monitorowania	1,0 Mt/r.
Potencjalne miejsca w Wielkiej Brytanii, Niemczech i Norwegii	Komisja Europejska (lider) Norwegia	Dynamis	to pierwszy etap programu Hypogen, którego celem jest: budowa i eksploatacja elektrowni na skalę przemysłową z produkcją H ₂ i zarządzaniem CO ₂ .	3,0 Mt/r. (produkcja elektryczności – 400 MW i wodoru – 50 MW)
Rotterdam (Holandia)	Holandia (lider), Komisja Europejska	ROAD (Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratier Project)	projekt obejmuje wychwytywanie CO ₂ z elektrowni węglowej, transport rurociągiem i składowanie w zubożonym złożu gazu ziemnego znajdującym się na morzu	1,1 Mt/r.
Włochy północno-wschodnie	Włochy (lider), Komisja Europejska	ZEPT (Zero Emission Porto Tolle Project)	przedstawia przykład modernizacji elektrowni o mocy 660 MW z technikami dopalania w 40% spalin; miejsce składowania to głęboki zbiornik solankowy	1,0 Mt/r.

Źródło: SET-Plan 2013.

niskoemisyjną, energią jądrową, paliwa kopalne pozostaną największym światowym źródłem energii w ciągu następnych dziesięcioleci. Emisje dwutlenku węgla stanowią około trzech czwartych emisji gazów cieplarnianych i CO₂ uważa się za główny gaz powodujący zmiany klimatyczne (Ho i in. 2019). Dekarbonizacja systemów energetycznych jest niezbędna do przeciwdziałania zmianom klimatycznym (Mikulčić i in. 2018). W celu złagodzenia zmian klimatycznych badane są techniki wychwytywania i składowania dwutlenku węgla CCS (*Carbon Capture and Storage*) w celu sekwestracji CO₂ z atmosfery.

W ostatnich latach wzrosło zainteresowanie nowymi materiałami i technikami separacji, które mogłyby radykalnie poprawić efektywność i obniżyć koszty wychwytywania CO₂.

Nowe rozwiązania są dalekie od wdrożenia komercyjnego, niemniej jednak zasługują na uwagę; wśród tych nowych metod są (DOE/NETL 2010; Benson i in. 2012):

- szkielety metaloorganiczne, nowa klasa nanostrukturalnej hybrydy, materiały o wyjątkowo dużej powierzchni, które mogą poprawić efektywność absorpcji tradycyjnych i nowatorskich rozpuszczalników organicznych,
- ciecze jonowe o wyższych szybkościach absorpcji i stosunkowo mniejszych kosztach poniesionych na regenerację rozpuszczalnika,
- rozpuszczalniki na bazie Si wymagające znacznie mniej wody do wychwytywania CO₂,
- biologicznie uzasadnione podejścia wykorzystujące inspirowane naturą katalizatory, takie jak anhidraza węglowa, do wychwytywania i przekształcania gazowego CO₂ w formy płynne lub stałe,
- membrany powleczone materiałami powinowactwa do CO₂ w celu poprawy selektywności i przenikalności względem CO₂,
- membrany przewodzące wodór do wychwytywania przed spalaniem,
- membrany katalityczne do jednoczesnego oddzielania CO₂ i przeprowadzania go poprzez reakcję przesunięcia woda–gaz,
- membrany do oddzielania tlenu w celu obniżenia kosztów produkcji tlenu,
- stałe adsorbenty, takie jak: węgiel aktywny, nanorurki węglowe lub inne nanostrukturalne ciała stałe.

Problemy ekonomiczne, niska akceptacja społeczna, trudności w monitorowaniu sekwestrowanego CO₂, jak również wpływ na środowisko są barierami we wdrażaniu technik CCS.

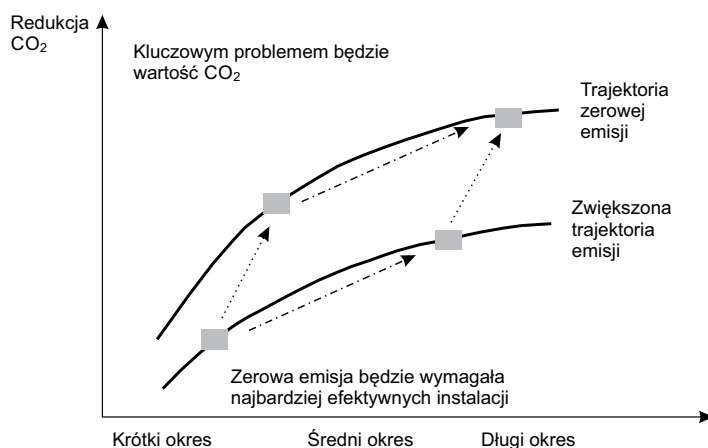
Dlatego też coraz większą uwagę zwraca się na koncepcję wychwytywania i wykorzystania dwutlenku węgla CCU (*Carbon Capture and Utilization*). Wychwycony CO₂ może być wykorzystany jako surowiec do różnych zastosowań w (Mikulčić i in. 2018; Ho i in. 2019): konwersji biologicznej (paliwa, żywność), przemyśle spożywczym i produkcji napojów, tworzywach sztucznych, ekstrahentach (zapachy, odkofeinowanie), czynnikach chłodniczych (chłodzenie, suchy lód), zwiększonym odzysku paliw (EOR, EGR, ECBM), produkcji chemikaliów (metanol, mocznik, CO, metan), mineralizacji (węglany), gaszeniu pożarów (gaśnice), środkach obojętnych (produkty kocowe, ochrona proszku węglowego, gaz osłonowy podczas spawania) oraz w różnych zastosowaniach (wstrzykiwanie do odlewów metalowych, środek pobudzający oddech, aerozol jako propelent, granulki suchego lodu używane do piaskowania).

Większość gazów spalinowych zawiera dużą ilość zanieczyszczeń, a czystość i ciśnienie cząstkowe CO₂ są zwykle niskie. Należy podkreślić, że większość technologii CCU wymaga czystego i sprężonego CO₂ jako surowca, co wymaga instalacji kosztownego i energochłonnego wychwytywania, oczyszczania i zwiększania ciśnienia CO₂, dlatego też proces ten ogranicza się do branż wielkoskalowych (produkcja energii, przemysł stalowy i przemysł cementowy).

Wykonalność wdrożenia CCU będzie ograniczona wysokimi kosztami, a wielkość wychwytywania CO₂ może być nieopłacalna lub nawet niższa od wielkości emisji z instalacji bez CCU.

Nowe rozwiązania po osiągnięciu dojrzałości komercyjnej, będą musiały konkurować w oparciu o koszty i wydajność z istniejącymi technologiami do wychwytywania CO₂.

W przypadku instalacji z CCS efektywność instalacji podstawowej jest ważna dla zmniejszenia strat energetycznych spowodowanych wychwytywaniem i sprężaniem CO₂. Schemat na rysunku 9.5 ilustruje trajektorię emisji CO₂ przy odpowiednim poziomie efektywności energetycznej. Zwiększona redukcja CO₂ związana będzie z koniecznością zapewnienia wyższej efektywności energetycznej prowadzonych procesów. W długim okresie efektywność energetyczna procesów umożliwi maksymalną (możliwą do osiągnięcia) redukcję CO₂, co będzie miało wpływ na gospodarkę niskoemisyjną.



Rys. 9.5. Schemat połączenia trajektorii zerowej emisji i efektywności prowadzących do maksymalnej kontroli emisji CO₂

Źródło: Beer 2007

9.4. Gospodarka neutralna pod względem emisji

Unia Europejska odpowiedzialna jest za 10% światowych emisji. Jest także liderem w przechodzeniu na gospodarkę o zerowej emisji gazów cieplarnianych. Kluczową rolę odgrywa tutaj energetyka, ponieważ emituje ponad 75% gazów cieplarnianych w UE. W związku z tym, należy się przygotować na geopolityczne i gospodarcze zmiany wynikające z przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, a więc nowe i zmienione zależności wynikające z odejścia od paliw kopalnych, zmianę obecnych stosunków gospodarczych, zarządzanie ryzykiem związanym z bezpieczeństwem klimatu.

Przejście na neutralność emisyjną w Europie powinno być związane z priorytetami w pełni zgodnymi z celami zrównoważonego rozwoju, a więc (Komunikat UE 2018):

- maksymalizacją korzyści płynących z efektywności energetycznej, np. dotyczącą budynków bezemisyjnych,
- maksymalizacją wykorzystania odnawialnych źródeł energii w celu całkowitej dekarbonizacji dostaw energii w Europie,
- konkurencyjnym przemysłem unijnym i gospodarką o obiegu zamkniętym jako kluczowym czynnikiem umożliwiającym ograniczenie emisji gazów cieplarnianych,
- rozwojem odpowiedniej infrastruktury sieciowej i wzajemnych połączeń,
- czerpaniem pełnych korzyści z biogospodarki i tworzeniem niezbędnych pochłaniaczy dwutlenku węgla,
- wyeliminowaniem pozostałych emisji CO₂ dzięki wychwytywaniu i składowaniu dwutlenku węgla.

Podsumowanie

Węgiel jest najpowszechniejszym i najbardziej rozpowszechnionym paliwem kopalnym na świecie, którego rezerwy szacuje się na około bilion ton, co przy obecnym zużyciu wystarczy na wiele dziesiątków lat. Paliwa węglowe stanowią podstawę około 40% światowej produkcji energii elektrycznej i należy przypuszczać, że pozostaną kluczowym źródłem energii do wytwarzania energii elektrycznej w krajach rozwijających się.

Obecnie węgiel pokrywa około 75% zapotrzebowania krajowej energetyki. Inwestycje w odnawialne źródła energii, jak również w jednostki gazowe, sprawiają, że udział węgla będzie stopniowo zmniejszał się, należy jednak podkreślić, że w dalszym ciągu to paliwo kopalne będzie podstawą polskiej energetyki. Wzrost kosztów pracy w kopalniach węgla kamiennego jest wyższy niż wzrost wartości rynkowej węgla. Ponadto, widoczna jest powszechna niechęć społeczeństwa do uruchamiania nowych kopalń. Spadek wydobywania, jak również zatrudnienia z przyczyn ekonomicznych, który rozpoczął się pod koniec ubiegłego wieku, będzie zmierzał do zaniku tego sektora, podobnie jak to było w krajach Europy Zachodniej. Priorytetem powinno być zapewnienie górnikom, ich rodzinom i regionom możliwości zatrudnienia w przyszłościowych, niskoemisyjnych branżach.

Gaz ziemny będzie pełnił rolę paliwa przejściowego co najmniej do 2050 roku, następnie będzie on zastępowany przez wodór lub gaz syntezowy. Elektrownie na gaz ziemny powinny więc posiadać instalacje CCS/CCU, co wiąże się z zaangażowaniem znacznych kosztów kapitałowych.

Ze względu na bardzo rygorystyczne wymogi klimatyczne, jak również rosnące ceny pozwoleń na emisję CO₂ i walkę ze smogiem, będzie zdecydowanie zwiększała się rola energetyki wiatrowej, zarówno lądowej jak i morskiej oraz farm fotowoltaicznych.

Program jądrowy, przewidziany do realizacji w Polsce, to jeszcze wielka niewiadoma.

Efektywność energetyczna stanowi istotny filar polityki energetycznej Unii Europejskiej. W całym regionie europejskim poprawa efektywności energetycznej jest postrzegana jako kluczowy priorytet działania, w przypadku którego można i trzeba poczynić znaczne postępy. Działania związane ze wzrostem efektywności procesów wytwarzania energii mają na celu: ograniczenie zużycia paliw kopalnych, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację źródeł zaopatrzenia w energię, zapobieganie zmianom klimatycznym poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych, zwłaszcza CO₂. Działania te realizowane są również w ramach strategii czystych technologii energetycznych.

Efektywność energetyczna w wielu krajach pozostaje kluczowym, długoterminowym priorytetem. Obecnie dąży się do zmiany powszechnie przyjętych konwencjonalnych tech-

nologii energetycznych na technologie bardziej zaawansowane, które będą się przyczyniać do ochrony środowiska przyrodniczego. Zaawansowane jednostki energetyczne będą tworzyć złożone systemy o różnorodnej konwersji energii.

Występuje wiele aktów prawnych unijnych i krajowych dotyczących efektywności energetycznej. Z dokumentów unijnych na uwagę zasługują dyrektywy: 2006/32/WE, 2009/125/WE, 2010/30/UE, 2012/27/UE, 2018/844/UE oraz 2018/2002/UE. Natomiast z krajowych dokumentów wymienić należy: Prawo energetyczne, Ustawy o efektywności energetycznej z 2011 r. i 2016 r., Politykę energetyczną Polski do 2040 roku, Krajowe plany działań dotyczące efektywności energetycznej (I–IV), Rozporządzenie Ministra Energii z 2017 r., Obwieszczenie Ministra Gospodarki z 2012 r., Obwieszczenie Ministra Energii z 2016 r.

W literaturze zagranicznej i krajowej jest wiele publikacji na temat efektywności energetycznej i związanych z tym problemów metodologicznych. Efektywność energetyczna to ogólne pojęcie, nie posiadające jednoznacznej ilościowej miary. Ogólnie, efektywność energetyczna odnosi się do zużywania mniejszej ilości energii do wytworzenia tej samej ilości produktu lub wykonania przydatnej usługi. W przemyśle efektywność energetyczna może być mierzona ilością energii zużytej do wyprodukowania 1 tony produktu.

Problemem jest tutaj dokładne określenie użyteczności mocy wyjściowej i wkładu energii. Do monitorowania zmian efektywności energetycznej wykorzystuje się wiele wskaźników, które można podzielić na cztery główne grupy: termodynamiczne, fizyczno-termodynamiczne, ekonomiczno-termodynamiczne, ekonomiczne.

Obliczenie efektywności energetycznej elektrowni cieplnej nie jest tak proste, jak mogłoby się wydawać. Wartości efektywności energetycznej instalacji w poszczególnych jednostkach energetycznych w różnych regionach są często obliczane i wyrażane przy różnych podstawach i założeniach. Różne metodologie pomiaru efektywności energetycznej nie dotyczą bowiem teoretycznej efektywności projektowej, ale odnoszą się do rzeczywistej efektywności operacyjnej funkcjonujących elektrowni oraz wszystkich związanych z tym problemów i ograniczeń.

W polskich warunkach głównymi źródłami informacji na temat efektywności procesów przetwarzania energii w elektrowniach cieplnych są publiczne badania statystyczne przeprowadzane przez Agencję Rynku Energii (ARE) w imieniu Głównego Urzędu Statystycznego (GUS), Ministerstwa Gospodarki i Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Dane są gromadzone za pośrednictwem standardowych kanałów sprawozdawczych, a następnie analizowane i rozpowszechniane przez Agencję Rynku Energii i Główny Urząd Statystyczny. Krajowe badania statystyczne są dostosowane do wymagań obecnych metodologii UE, a zakres badań dostosowuje się do potrzeb innych instytucji.

Podstawowymi kierunkami użytkowania węgla, będących na różnych etapach rozwoju technologicznego, są: spalanie w celu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, koksowanie w celu wytworzenia koksu metalurgicznego i opałowego, zgazowanie z wytworzeniem energii elektrycznej, paliwa gazowego, paliwa płynnego i produktów chemicznych oraz bezpośrednio upłynnianie w celu wytworzenia paliw płynnych.

Rozwijanie i wdrażanie wysokosprawnych, niskoemisyjnych technologii przetwarzania węgla, wiąże się zarówno z dążeniem do osiągnięcia wyższej efektywności energetycz-

nej wykorzystania go jako surowca energetycznego i chemicznego, jak też z koniecznością ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko przyrodnicze.

Proces spalania węgla w celu generacji energii elektrycznej i ciepła jest obecnie najbardziej powszechnym kierunkiem użytkowania węgla kamiennego. Nowe technologie spalania węgla umożliwiają osiągnięcie wyższej efektywności wytwarzania energii i zmniejszenie emisji dwutlenku węgla, co ma istotny wpływ na ochronę środowiska przyrodniczego, jak również na oszczędność zasobów pierwotnych nośników energii.

Rozwój technologii zgazowania jest ukierunkowany na wzrost efektywności i niezawodności procesu. Ma na to wpływ konieczność redukcji emisji substancji szkodliwych do atmosfery, w tym obniżenie emisji CO₂. Rozwój technologii usuwania CO₂ związany jest głównie z koniecznością zwiększenia efektywności, a przede wszystkim zmniejszeniem nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych procesu.

Przed ostatecznym wyborem reaktorów zgazowania niezbędne jest wytypowanie węgla do tego procesu i wykonanie dokładnych analiz technicznych. Ze względu na to, że na pracę reaktora i jego dyspozycyjność mają wpływ właściwości popiołu, dlatego też dokonuje się badań mających na celu określenie jego topliwości, jak również lepkości ciekłego żużla. W przypadku wyboru reaktora dla energetyki największe znaczenie mają stosowane systemy dozowania surowca i chłodzenia gazu, które wpływają na uzyskiwane efektywności układów IGCC. Najwyższą efektywność można osiągnąć w reaktorach z chłodzeniem chemicznym, realizowanym poprzez dwustopniowe dozowanie paliwa. Chłodzenie cyrkulującym gazem, jak również chłodzenie w wymiennikach ciepła, ma przewagę nad bezpośrednim natryskiem wodnym. Tak więc efektywność całego układu będzie zależeć od konfiguracji reaktora, chłodzenia, stosowanego surowca oraz czynników zgazowujących.

Podstawową wadą węgla kamiennego, głównego nośnika energii, jest jego wysoka emisja gazowych i stałych substancji szkodliwych, powstających w procesach jego spalania. Problemem jest CO₂, którego obecności w spalinach nie da się uniknąć, a który przyczynia się do zwiększenia globalnego efektu cieplarnianego. W celu wytwarzania czystej energii z węgla niezbędne są działania mające na celu rozwój ekonomicznie opłacalnych technologii wychwytywania i magazynowania CO₂ (CCS). Należy mieć świadomość tego, że ograniczenie emisji CO₂ ze spalania węgla obciąża jednostkę wyprodukowanej energii, a więc jest realizowane poprzez zmniejszenie efektywności energetycznej instalacji.

Technologie CCS, pomimo dostępności większości elementów technologicznych, nie są powszechnie stosowane, gdyż: charakteryzują się wysokimi kosztami, znacznie przewyższającymi korzyści rynkowe, jak również niewystarczająco określonymi ramami prawnymi działań związanych ze składowaniem CO₂.

Należy przypuszczać, że o przyszłym rozwoju i upowszechnieniu technologii węglowych w dużej mierze zadecydują działania, zarówno o charakterze technologicznym, politycznym, jak i społecznym. Ogólnie rzecz biorąc, systemy usuwania dwutlenku węgla można zgrupować w następujące rodziny procesów: technologie separacji CO₂ z gazów spalinowych po procesie spalania; technologie separacji CO₂ z paliwa gazowego lub gazu syntezowego przed procesem spalania; technologie spalania paliw w atmosferze tlenu z recyrkulacją CO₂, (*Oxy-fuel combustion*); technologie *chemical looping*; separacja CO₂ na

bazie hydratu; destylacja kriogeniczna; technologie separacji i usuwanie CO₂ w procesach wykorzystujących ogniwa paliwowe; współspalanie paliw stałych z biomasą, w których ograniczenie emisji dwutlenku węgla polega na zastąpieniu części strumienia energii z paliwa pierwotnego biomasą.

Wychwytywanie CO₂ ze spalania paliw może być przeprowadzane poprzez: absorpcję (na bazie: amin, roztworów alkalicznych, cieczy jonowych i amoniaku); membrany (nieorganiczne, polimerowe, ułatwiające transport, z matrycą mieszaną); adsorpcję (zeolity, materiały na bazie węgla, tlenki metali, szkielety metaloorganiczne/porowate sieci polimerowe); pętlę chemiczną CLC (*Chemical Looping Combustion*) (spalanie, reforming).

W wielu krajów, zwłaszcza rozwijających się w Azji Południowo-Wschodniej i Afryce, energetyka opiera się na węglu, który pozostanie ważnym źródłem energii jeszcze przynajmniej przez średnioterminowy okres. W związku z tym, energetyka węglowa powinna funkcjonować z najwyższą możliwą do osiągnięcia efektywnością w celu zmniejszenia emisji CO₂. Takie wytwarzanie energii z węgla o wysokiej efektywności i niskiej emisji – HELE (*High Efficiency, Low Emissions*) przynosi korzyści zarówno środowiskowe, jak i ekonomiczne. Poprawę efektywności energetyki węglowej można osiągnąć poprzez modernizację istniejących elektrowni węglowych lub zastosowanie efektywnych technologii, jak również przez obniżenie kosztów eksploatacji i utrzymania (O&M).

Rozwój technologii parowych o parametrach nadkrytycznych i ultranadkrytycznych, z coraz wyższymi temperaturami i ciśnieniami pary, w połączeniu z nowoczesną konstrukcją i automatyzacją instalacji, może zapewnić znaczny potencjał dalszej poprawy efektywności energetycznej i ograniczenie emisji CO₂ w porównaniu z istniejącymi elektrowniami węglowymi na parametry podkrytyczne. Te ulepszenia można osiągnąć poprzez stopniowe zastępowanie istniejących instalacji energetycznych nowymi projektami instalacji, które odzwierciedlają najlepsze praktyki. Przy obecnym stanie technologii, doposażenie elektrowni w instalację wychwytywania dwutlenku węgla, spowoduje obniżenie wielkości efektywności energetycznej nawet o 12 punktów procentowych i zużycie 20–30% więcej paliwa na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej. Modernizacja istniejących elektrowni pyłowych w celu wychwytywania CO₂ może nie być opłacalna z ekonomicznego lub technicznego punktu widzenia, dotyczy to zwłaszcza mniejszych bloków. Dlatego też niezbędna jest indywidualna ocena dla każdego przypadku. Wydaje się, że chociaż większość przyszłych elektrowni będzie budowana w technologiach na parametry nadkrytyczne lub ultranadkrytyczne, z efektywnością energetyczną powyżej 40%, to jednostki na parametry podkrytyczne nadal będą miały znaczący udział w rynku.

Ogniwa paliwowe, które obecnie mają praktyczne zastosowania w skali nie większej niż 5 MW, wykazują wyższą efektywność energetyczną. Ogniwa paliwowe zapewniają inną efektywność energetyczną systemu w porównaniu z elektrowniami cieplnymi i wydają się być typową innowacyjną technologią konwersji energii w nadchodzących latach. Czynniki decydującymi o tym, czy ogniwa paliwowe wejdą na rynki przed rokiem 2050, czy po nim, są: zwiększenie efektywności energetycznej, obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej oraz rozwój infrastruktury niezbędnej do zaopatrzenia w wodór. Niemniej jednak, postęp w innych konkurencyjnych technologiach przetwarzania energii może opóźnić

komercyjne zastosowanie ogniów paliwowych. Zatem sama innowacyjna technologia nie może być decydująca w rozwiązaniu problemu dekarbonizacji społeczeństwa.

Przy przejściu z technologii ultranadkrytycznej USC na technologię zaawansowaną ultranadkrytyczną AUSC poważnym problemem inżynierskim są materiały i techniki ich obróbki. Materiały te powinny się cechować wystarczająco długotrwałą wytrzymałością na agresywne produkty spalania w wysokich temperaturach, odpornością na utlenianie pod wpływem przegrzanej pary i na zużycie erozyjne. Materiały te wymagają dalszego rozwoju w celu ich udoskonalenia pod kątem przydatności do poddawania ich procesom niezbędnym do wytworzenia elementów spełniających warunki pracy w nowoczesnych technologiach nadkrytycznych, takich jak: odlewanie, spawanie części grubościennych, kucie, obróbka ciśnieniowa, obróbka skrawaniem, obróbka cieplna i powlekanie. Głównymi barierami w rozwoju postępu obiegów parowych nadkrytycznych i ultranadkrytycznych są kwestie techniczne, związane z metalurgią i produkcją odpowiednio wytrzymałych materiałów.

Rosnące obawy dotyczące potencjalnych negatywnych konsekwencji zmian klimatu w globalnym środowisku sprawiają, że energia jest ważnym aspektem zrównoważonego rozwoju. Emisje CO₂ ze spalania paliw kopalnych są głównym źródłem antropogenicznych gazów cieplarnianych GHG (*GreenHouse Gas*), kierując społeczeństwa rozwiniętych krajów ku neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla, a więc do gospodarki niskoemisyjnej. Systemy niskoemisyjne energii będą musiały przejść na paliwa o niższej zawartości węgla, które wiążą się z zastosowaniem zaawansowanych technologii energetycznych, charakteryzujących się wyższą efektywnością energetyczną i mniejszym wpływem na środowisko oraz bardziej racjonalnym zużyciem energii przez użytkowników. Wykonalność przyszłych systemów energetycznych jest złożonym i trudnym zadaniem, które można osiągnąć poprzez zastosowanie modeli energetycznych opartych na podejściu systemowym. W porównaniu z konwencjonalnymi systemami energetycznymi, jednostki energetyczne zaawansowane będą tworzyć złożone systemy o różnorodnej konwersji energii. W tym sensie energię należy postrzegać jako uniwersalną wartość wspierającą lepsze życie.

Literatura

- Abanades C.J. i Alvarez D. 2003. Conversion limits in the reaction of CO₂ with lime. *Energy & Fuels* 17, 2, s. 308–315. DOI: 10.1021/ef020152a.
- Abanades i in. 2005 – Abanades J. C., Anthony E. J., Wang J. i Oakey J. E., 2005. Fluidized bed combustion systems integrating CO₂ capture with CaO. *Environmental Science and Technology* 39, 8, s. 2861–2866. DOI: 10.1021/es0496221.
- Alvarez D. i Abanades J.C. 2005. Pore size and shape effect on the recarbonation performance of calcium oxide submitted to repeated calcination/recarbonation cycles. *Energy & Fuels* 19, 1, s. 270–278. DOI:10.1021/EF049864M.
- Anthony E.J. (Ben) 2011. *Ca looping technology: current status, developments and future directions*. Society of Chemical Industry and John Wiley & Sons, Ltd. Review 9119 Greenhouse Gases: Science and Technology 1, 1, s. 36–47.
- ARE 2020. *Statystyka Energetyki Polskiej 2019*. Publikacja opracowana w ramach Programu badań statystycznych statystyki publicznej – badanie statystyczne 1.44.02 „Elektroenergetyka i ciepłownictwo”. Agencja Rynku Energii S.A. (ARE), Warszawa. Dostępny online: <https://www.are.waw.pl/wydawnictwa#statystyka-elektroenergetyki-polskiej> [Dostęp: 16.07.2021].
- Auston i in. 2016 – Auston D., Samuelsen S., Brouwer J., DenBaars S., Glassley W., Jenkins B., Petersen P. i Srinivasan V. 2016. Chapter 5 – Assessing the need for high impact technology research. [W:] *Development & Deployment for Mitigating Climate Change*. Collabra, 2(1), 19, s. 1–24. Dostępny online: <http://dx.doi.org/10.1525/collabra.64> [Dostęp 30.03.2020].
- Baka i in. 2013 – Baka B., Sztékler K. i Klajny r. 2013. Analiza symulacyjna pracy jednostki adsorpcyjnej PTSA do wychwytywania dwutlenku węgla ze spalin kotłowych. *Inżynieria i Ochrona Środowiska* t. 16, nr 1, s. 141–152. Dostępny online: <https://www.infona.pl/resource/bwmeta1.element.baztech-6979a192-0b41-4ce1-a8c4-082b403af891> [Dostęp: 21.08.2021].
- Beer J. 2007. *High efficiency electric power generation; the environmental role*. Massachusetts Institute of Technology Cambridge, MA 02139 USA. Dostępny online: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.208.4931&rep=rep1&type=pdf> [Dostęp 19.07. 2020].
- Begg i in. 1996 – Begg D., Fischer S. i Dornbusch r. 1996. *Ekonomia. Mikroekonomia*. Wydanie II zmienione. Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa.
- Bejan A. 1980. Second-law analysis in heat transfer. *Energy: The International Journal* 5, 8, s. 721–732. DOI: 10.1016/0360-5442(80)90091-2.
- Bejan A. 2016. *Advanced engineering thermodynamics*. 4th edition. Wiley. Dostępny online: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119245964> [Dostęp:15.08.2021].
- Benson i in. 2012 – Benson S. M., Bennaceur K., Cook P., Davison J., de Coninck H., Farhat K., Ramirez A., Simbeck D., Surles T., Verma P. i Wright I., 2012. Chapter 13 – Carbon capture and storage. [In:] *Global energy assessment – Toward a sustainable future*. Writing Team Publisher: Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, s. 993–1068. Dostępny online: https://iiasa.ac.at/web/home/research/Flagship-Projects/Global-Energy-Assessment/GEA_Chapter13_CCS_lowres.pdf [Dostęp 23.03.2020].

- Bigda i in. 2013 – Bigda J., Chmielniak T., Czardybon A., Kostrzewa E. i Babiński P. 2013. Oczyszczanie gazu procesowego ze zgazowania węgla – kierunki rozwoju technologicznego. *Karbo* V. LVIII, nr 1, s. 65–78. Dostępny online: http://sbc.org.pl/Content/272060/Karbo_2013_R000_001.pdf [Dostęp 30.08.2020].
- Booras G. i Holt N. 2004. *Pulverized coal and IGCC plant cost and performance estimates. Gasification Technologies 2004*. Washington, DC October 3–6, 2004. Dostępny online: https://www.academia.edu/6620929/Pulverized_Coal_and_IGCC_Plant_Cost_and_Performance_Estimates_PDF [Dostęp 30.09.2020].
- Burnard K. i Bhattacharaya S. 2011. *Power generation from coal. Ongoing Developments and Outlook*. Information paper. International Energy Agency (IEA), October. Dostępny online: <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/5kg3n27ts06b-en.pdf?expires=1585124525&id=id&accname=guest&checksum=BBAA308B1F04C3D37060309CFB8693C7> [Dostęp 20.03.2020].
- Ceran B. 2014. Charakterystyki eksploatacyjne stosu ogniwi paliwowych typu PEMFC. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 17, 3, s. 135–146. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Operational-characteristics-of-PEM-fuel-cells,96024,0,2.html> [Dostęp 09.04.2021].
- Chen i in. 2016 – Chen X., Xiong Ch., Qin Y., Gong B., Tian Ch., Zhao Y., Zhang J. i Zheng Ch. 2016. High temperature CO₂ sorption by Ca-doped Li₄SiO₄ sorbents. *International Journal of Hydrogen Energy* 41, 30, s. 13077–13085. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.267.
- Chmielniak T. 2011. Szanse i bariery w rozwoju technologii energetycznych paliw kopalnych. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 14, 2 s. 23–34. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Opportunities-and-Barriers-of-Fossil-fired-Power-Plants-Deployment,95856,0,2.html> [Dostęp 09.04.2021].
- Chmielniak T. 2021. *Technologie energetyczne*. PWN, Warszawa.
- Chmielniak i in. 2008 – Chmielniak T., Łukowicz H. i Kochaniewicz A., 2008. Kierunki wzrostu sprawności współczesnych bloków energetycznych. *Rynek Energii* 6(69), s. 14–20.
- Chmielniak i in. 2012 – Chmielniak T., Ściążko M., Sobolewski A., Tomaszewicz G. i Popowicz J., 2012. Zgazowanie węgla przy zastosowaniu CO₂ sposobem na poprawę wskaźników emisyjnych i efektywności procesu. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 15, 4, s. 125–138. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Coal-gasification-with-CO2-as-Gasification-agent-as-a-method-for-improving-emission,95903,0,2.html> [Dostęp 12.12.2020].
- Chmielniak i in. 2013 – Chmielniak T., Ściążko M. i Sobolewski A. 2013. Fluidalne zgazowanie węgla w atmosferze CO₂. *Karbo* Vol. LVIII, 1, s. 6–15. Dostępny online: <https://www.sbc.org.pl/dlibra/show-content/publication/edition/272060?id=272060> [Dostęp: 14.08.2021].
- Chmielniak i in. 2015a – Chmielniak T., Łukowicz H., Kochaniewicz A. i Rulik S. 2015. Nowe metody zwiększania sprawności siłowni ciepłych. [W:] *Modelowanie i optymalizacja węglowych bloków energetycznych z wychwytem CO₂*. Praca zbiorowa pod red. T. Chmielniaka i H. Łukowicza. Monografia 552. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice.
- Chmielniak i in. 2015b – Chmielniak T., Sobolewski A. i Tomaszewicz G. 2015. Zgazowanie węgla przy wykorzystaniu CO₂ jako czynnika zgazowującego. Doświadczenia IChPW. *Przemysł Chemiczny* 94, 4, s. 442–448. DOI: 10.15199/62.2015.4.1.
- Chmielniak T. i Chmielniak T. 2020. *Energetyka wodorowa*. Wyd. 1. Wydawnictwa Naukowe PWN.
- Collot A.G. 2006. Matching gasification technologies to coal properties. *International Journal of Coal Geology* 65, 3–4, s. 191–212. DOI: 10.1016/j.coal.2005.05.003.
- Couch G.R. 2009. *Underground Coal Gasification*. CCC/151, IEA Clean Coal Centre, London.
- Czaplicka-Kolarz i in 2013 – Czaplicka-Kolarz K., Gądek M., Pankiewicz M., Śliwińska A. i Wodołański A. 2013. Ocena efektywności technicznej i środowiskowej technologii zgazowania węgla w złożach: strumieniowym, przesuwym i fluidalnym. *Karbo* Vol. LVIII, Nr 1, s. 102–111. Dostępny online: <https://www.sbc.org.pl/dlibra/show-content/publication/edition/272060?id=272060> [Dostęp: 14.08.2021].

- Czerski i in. 2014 – Czerski G., Dziok T. i Porada S. 2014. Możliwości wykorzystania technologii zgazowania węgla do wytwarzania energii, paliw i produktów chemicznych. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 17, 4, s. 103–116. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Possibilities-of-implementing-coal-gasification-technology-nfor-the-production-of,96054,0,2.html> [Dostęp 10.11.2020].
- Dalton S. 2006. Ultrasupercritical progress in the United States and in coal fleet for tomorrow. 2nd Annual Conference of the Ultrasupercritical Thermal Power Technology Collaboration Network, 27–28 October, Qingdao, China.
- Dean i in. 2011 – Dean C.C., Blamey J., Florin N.H., Al-Jeboori M.J. i Fennell P.S. 2011. The calcium looping cycle for CO₂ capture from power generation, cement manufacture and hydrogen production. *Chemical Engineering Research and Design* 89, 6, s. 836–855. DOI: 10.1016/j.cherd.2010.10.013.
- Demirbas A. i Demirbas M.F. 2010. *Green energy and technology. Algae energy: Algae as a new source of biodiesel*. Springer. Dostępny online: <https://engage.aiche.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=b7cf3cf5-21a0-4aa9-b728-948558467d9e&s-sopc=1> [Dostęp 25.06.2020].
- DOE 2002. *Gasification technologies; Gasification markets and technologies – present and future. An Industry Perspective*. U.S. Department of Energy Report (DOE), June.
- DOE 2010. *World gasification database 2010*. Department of Energy USA (DOE), National Energy Technology Laboratory. Dostępny online: <http://www.netl.doe.gov/coal/gasification> [Dostęp: 12.06.2021].
- DOE/NETL 2010. Carbon dioxide capture and storage RD&D Roadmap. National Energy Technology Laboratory, December. Dostępny online: <https://www.yumpu.com/en/document/view/11461897/doe-netl-carbon-dioxide-capture-and-storage-rdd-roadmap> [Dostęp 12.04.2021].
- D’Souza S. 2013. Technological challenges in coal use. Dostępny online: https://www.academia.edu/13829123/Technological_Challenge_in_Coal_Combustion [Dostęp 09.08.2020].
- Dube S. 2018. Technical analysis for preferring more efficient and green technology for thermal power generation: “Advanced-Ultra Supercritical 760°C”. *International Journal of Scientific and Research Publications* 8, 11, s. 622–635. DOI: 10.29322/IJSRP.8.11.2018.p8367.
- EPA 2009. Energy efficiency as a low-cost resource for achieving carbon emissions reductions. A Resource of the National Action Plan for Energy Efficiency. US. Environmental Protection Agency (EPA), September. Dostępny online: https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-08/documents/ee_and_carbon.pdf [Dostęp 12.04.2021].
- Fan i in. 2020 – Fan X., Kuhn B., Pöpperlová J., Bleck W. i Krupp U. 2020. Thermomechanically induced precipitation in High-Performance Ferritic (HiperFer) stainless steels. *Applied Sciences* 10, 16, 5713. DOI: 10.3390/app10165713.
- Fang i in. 2009 – Fang H., Haibin L. i Zengli Z. 2009. Advancements in development of chemical-looping combustion: A review. *International Journal of Chemical Engineering* 10, 13, s. 7105–7115. DOI: 10.1155/2009/710515.
- Fernando R. 2008. *Coal Gasification*. CCC/140, IEA Clean Coal Centre, London, October. Dostępny online: <https://www.sustainable-carbon.org/report/coal-gasification-ccc-140/> [Dostęp 12.04.2021].
- Fidje i in. 2010 – Fidje A., Espegren K., Wangen M., Seljom P., Strachan N., Blesl M., Kober T., Grohnheit P.E., Luthje M., Hoefnagles R., Ramirez A., Wu Z. i van den Broek M. 2010. Analysis of potentials and costs of storage of CO₂ in the Utsira aquifer in the North Sea: Final report for the FENCO ERA-NET project. Institute for Energy Technology (IFE). Dostępny online: <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/4965350/Analysis+of+potentials+and+costs+of+storage+of+CO2.pdf> [Dostęp 16.08.2021].
- Fijał T. 2015. Poprawa efektywności energetycznej jako obszar działań czystych technologii energetycznych. [W:] Red. Giemza M. i Sikora T. (red.) *Wielowymiarowość systemów zarządzania*. Kraków: Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie, Katedra Zarządzania Jakością.

- Fijał T. 2016. Mechanizm wsparcia działań związanych z poprawą efektywności energetycznej warunkującą wzrost jakości ekologicznej procesów wytwarzania i wykorzystania energii. *Quarterly Journal* 17, 2, s. 125–136. DOI: 10.19253/rem.2016.02.009.
- Florin N.H. i Harris A.T. 2009. Reactivity of CaO derived from nano sized CaCO₃ particles through multiple CO₂ capture-and-release cycles. *Chemical Engineering Science* 64, 2, s. 187–191. DOI: 10.1016/j.ces.2008.10.021.
- G8 Summit 2005. Gleneagles Plan of Action: Climate change, clean energy and sustainable development. Gleneagles, July 8, 2005. Dostępny online: <http://www.g8.utoronto.ca/summit/2005gleneagles/climatechangeplan.pdf> [Dostęp 22.12.2020].
- Gawlik L. i Soliński J. 2004. Zrównoważony globalny rozwój energetyczny – przypadek węgla. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 7, 2, s. 5–27.
- Giacone E.I., Manco S. 2012. Energy efficiency measurement in industrial processes. *Proceedings of ICE – Energy* 38, 1, s. 331–345. DOI: 10.1016/j.energy.2011.11.054.
- Gibbons T.B. 2013. Recent advances in steels for coal fired power plant: a review. *Transactions of the Indian Institute of Metals* 66, s. 631–640. Dostępny online: <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs12666-013-0301-7> [Dostęp 30.10.2020].
- Gierschner G. 2008. COMTES700: On track towards the 50 plus power plant. Presentation at New Build Europe 2008, Düsseldorf, 4–5 March.
- Giraudet L.-G. i Missemmer A. 2019. The economics of energy efficiency, a historical perspective. HAL archives-ouvertes. CIRE Working Paper N° 2019-74-September 2019 Online: <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-02301636/document> [Dostęp 11.10.2019]
- Głowacka M. (red). 1996. *Metaloznawstwo*. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk. Dostępny online: https://pbc.gda.pl/Content/4097/pbc_hucinska_metalozn.pdf [Dostęp 05.11.2020].
- GUS 2006. *Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć*. Główny Urząd Statystyczny: Warszawa. Dostępny online: <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zasady-metodyczne-sprawozdawczosci-statystycznej-z-zakresu-gospodarki-paliwami-i-energia-oraz-definicje-stosowanych-pojec,7,1.html> [Dostęp 21.03.2021].
- GUS 2019. *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 r. Analizy statystyczne* Główny Urząd Statystyczny: Warszawa. Dostępny online: <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-energii-w-gospodarstwach-domowych-w-2018-roku,2,4.html> [Dostęp: 20.08.2021].
- GUS 2020. *Efektywność wykorzystania energii w latach 2008–2018. Energy efficiency in Poland in years 2008–2018. Analizy statystyczne/ Statistical analyses*. Główny Urząd Statystyczny: Warszawa. Dostępny online: <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/efektywnosc-wykorzystania-energii-w-latach-2008-2018,5,15.html> [Dostęp 21.03.2021].
- Hanak i in. 2014 – Hanak D., Manovic V. i Anthony E.J. 2014. The future of Ca looping – A review of developments. [W:] Luckos A. ed. & B.C. North Johannesburg, Southern African Institute of Mining and Metallurgy. Proceedings of a Conference on fluidization. 19–20 November, Johannesburg, South Africa, 9–33. Dostępny online: https://www.researchgate.net/publication/271441880_The_future_of_Ca_looping_-_A_review_of_developments [Dostęp 23.08.2020].
- He J. 2016. High temperature performance of materials for future power plants. Doctoral thesis. Department of Materials Science and Engineering KTH Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden. Dostępny online: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:957326/FULLTEXT02.pdf> [Dostęp 20.08.2020].
- Heddl i in. 2003 – Heddl G., Herzog H. i Klett M. 2003. *The Economics of CO₂ Storage*. MIT LFEE 2003–003 RP, Laboratory for Energy and the Environment, Cambridge, MA. Dostępny online: https://sequestration.mit.edu/pdf/LFEE_2003-003_RP.pdf [Dostęp 20.08.2020].

- Henderson C. 2008. *Future developments in IGCC*. Report CCC/143, IEA Clean Coal Centre London, UK, December. Dostępny online: <https://www.sustainable-carbon.org/report/future-developments-in-igcc-ccc-143/> [Dostęp 16.08.2021]
- Hendriks i in. 2004 – Hendriks C., Graus W. i van Bergen F. 2004. Global carbon dioxide storage potential and costs. Prepared by order of the Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milie, Utrecht, The Netherlands.
- Higman C. i van der Burgt M. 2008. *Gasification*. Second edition. Elsevier Science.
- Ho i in. 2019 – Ho H.-J., Iizuka A. i Shibata E., 2019. Carbon capture and utilization technology without carbon dioxide purification and pressurization: A Review on its necessity and available technologies. *Industrial and Engineering Chemistry Research* 58, 21, s. 8941–8954. DOI: 10.1021/acs.iecr.9b01213.
- Hołyst i in. 2003 – Hołyst R., Poniewierski A. i Ciach A. 2003. *Termodynamika dla chemików, fizyków i inżynierów*. Warszawa: Instytut Chemii Fizycznej PAN i Szkoła Nauk Ścisłych, 29 października 2003. Dostępny online: <https://epdf.pub/termodynamika-dla-chemikow-fizykow-i-inzynierow.html> [Dostęp 08.03.2020].
- Hou i in. 2020 – Hou S.-S., Chiang C.-Y. i Lin T.-H. 2020. Oxy-fuel combustion characteristics of pulverized coal under O₂/recirculated flue gas atmospheres. *Applied Sciences* MDPI 10, 4: Carbon Capture and Utilization, 1362. DOI: 10.3390/app10041362.
- IEA 2007. *Fossil fuel-fired power generation: Case studies of recently constructed coal - and gas-fired power plants*. OECD/IEA, Paris. Dostępny online: <https://www.iea.org/reports/fossil-fuel-fired-power-generation> [Dostęp 10.08.2021].
- IEA 2008a. *Energy technology perspectives 2008: Scenarios & Strategies to 2050*. In support of G8 Plan of Action. International Energy Agency 2010. Dostępny online: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/0e190efb-daec-4116-9ff7-ea097f649a77/etp2008.pdf> [Dostęp 12.03.2021].
- IEA 2008b. CO₂ Capture and Storage: A Key Abatement Option. International Energy Agency, IEA/OECD, Paris. Dostępny online: <https://www.iea.org/reports/co2-capture-and-storage-a-key-carbon-abatement-option> [Dostęp 16.08.2021]
- IEA 2010. Power generation from coal. Measuring and reporting efficiency performance and CO₂ emissions. Coal Industry Advisory Board (CIAB), International Energy Agency (IEA), Paris, France. Dostępny online: http://www.energybc.ca/cache/coal/www.iea.org/ciab/papers/power_generation_from_coal.pdf [Dostęp 24.05.2020].
- IEA 2012. Energy technology perspectives 2012: Pathways to a clean energy system. International Energy Agency/OECD, Paris, France. Dostępny online: https://iea.blob.core.windows.net/assets/7136f3eb-4394-47fd-9106-c478283fcf7f/ETP2012_free.pdf [Dostęp 24.05.2020].
- IEA 2013a. 21st Century coal. Advanced technology and global energy solution. Report by the IEA Coal Industry Advisory Board. International Energy Agency, OECD/IEA. Dostępny online: <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/5k3wb8f6tt5f-en.pdf?expires=1584953646&id=id&accname=guest&checksum=5A668635E4D78545DE9C65A0F3C2BC45> [Dostęp 23.03.2020].
- IEA 2013b. Technology roadmap – carbon capture and storage 2013. Technology report – July 2013. IEA/OECD, Paris, France. Dostępny online: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-carbon-capture-and-storage-2013> [Dostęp 19.09.2020].
- IEA 2019. Modularisation for clean coal. IEA Clean Coal Centre. Executive Summary, No 99, November. Dostępny online: <https://www.iea-coal.org/report/modularisation-for-clean-coal/> [Dostęp 19.10.2020].
- IEA 2020a. *Historic efficiency improvement of the coal power fleet*. IEA Clean Coal Centre. Executive Summary, No 300, February. Dostępny online: <https://www.iea-coal.org/report/historic-efficiency-improvement-of-the-coal-power-fleet-ccc-300/> [Dostęp: 19.10.2020].
- IEA 2020b. Key World Energy Statistics 2020. Statistics report. International Energy Agency (IEA), August. Dostępny online: https://www.energiafed.be/sites/default/files/editor/Key_World_Energy_Statistics_2020.pdf [Dostęp: 20.08.2021].

- IPCC 2005. IPCC Special Report: Carbon Dioxide Capture and Storage. Intergovernmental Panel on Climate Change., Cambridge University Press, Cambridge, UK. Dostępny online: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf [Dostęp 17.08.2021].
- Kaproń H. i Kaproń T. 2016. *Efektywność wytwarzania i dostawy energii w warunkach rynkowych*. Kaprint, Lublin.
- Kather i in. 2008 – Kather A., Rafailidis S., Hermsdorf C., Klostermann M., Maschmann A., Mieske K., Oexmann J., Pfaff I., Rohloff K. i Wilken J., 2008. *Research and development needs for clean coal deployment*. Report CCC/130, IEA Clean Coal Centre, London, January.
- Kay r. L. i Scholenhls r. J. 1980. The second law efficiency of a heat pump system. *Energy: The International Journal* 5, 8, s. 853–863. DOI: 10.1016/0360-5442(80)90101-2.
- Kober, T. i Blesl, M. 2010a. *Analysis of potentials and costs of storage of CO₂ in the Utsira aquifer in the North Sea*. Country Report – Germany. University of Stuttgart, February 2010.
- Kober, T. i Blesl, M. 2010b. Analysis of potentials and costs of storage of CO₂ in the Utsira aquifer in the North Sea. WP4 Report – Regional Analysis at North Sea Level. University of Stuttgart.
- Komorowska A. i Mirowski T. 2016. Instrumenty poprawy efektywności energetycznej w Polsce. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 92, s. 297–306. Dostępny online: <https://min-pan.krakow.pl/wydawnictwo/wp-content/uploads/sites/4/2017/12/komorowska-mirowski.pdf> [Dostęp 13.07.2020].
- Komorowska A. i Mirowski T. 2017. Mechanism to improve energy efficiency in the context of the objectives of climate and energy package – Polish case. *Humanities and Social Sciences* 24(3), s. 155–168. Dostępny online: <https://oficyna.prz.edu.pl/en/scientific-research-papers/the-faculty-of-management/humanities-and-social-sciences/2017/hss-24-03> [Dostęp 13.07.2021].
- Kondepudi D. i Prigogine J. 2015. *Principles of engineering thermodynamics*. 8th edition. Wiley.
- Kotowicz J. i Janusz K. 2007. Sposoby redukcji emisji CO₂ z procesów energetycznych. *Rynek Energii* 1, s. 10–18.
- Koźmiński A.K. i Piotrowski W. 1999. *Zarządzanie. Teoria i praktyka*. Wydanie IV, poprawione i rozszerzone. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.
- KPD 2007. Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej (EEAP) 2007. Ministerstwo Gospodarki. Warszawa, czerwiec 2007. Dostępny online: <https://www.gov.pl/attachment/73754d52-ceab-41be-b859-122c422d1e4e> [Dostęp: 20.03.2020].
- KPD 2011. Drugi Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2011. Ministerstwo Gospodarki. Wersja 0.4 z 2 kwietnia 2012 r. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 17 kwietnia 2012 r. Warszawa, kwiecień 2012 r. Dostępny online: https://bialecertyfikaty.com.pl/media/2011/10/Drugi_Krajowy_Plan_Dzialan_na_rzecz_efektywnosci_kwiecień_2012.pdf [Dostęp 17.03.2020].
- KPD 2014. Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014. Ministerstwo Gospodarki. Wersja 1.9 z 20 października 2014 r. Warszawa, październik 2014 r. Dostępny online: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/PolandNEEAP2014.pdf> [Dostęp 17.03.2020].
- KPD 2017. Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017. Ministerstwo Energii. Wersja 1.6 z 11 grudnia 2017 r. Warszawa, grudzień 2017 r. Dostępny online: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pl_neeap_2017_pl.pdf [Dostęp 17.03.2020].
- KPEiK 2019. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030. Ministerstwo Aktywów Państwowych. Wersja 4.1 z dnia 18.12.2019. Dostępny online: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke> [Dostęp; 20.08.2021].
- Kuhn i in. 2012 – Kuhn B., Talik M., Li C., Zurk J., Quadackers W. J., Beck T. i Singheiser L. 2012. Development of creep- and corrosion-resistant steels for future steam power plants. Paper presented at: 1st International VDI Conference on alloys in power plant technology, Berlin, Germany.

- ny, 15–16 Jun 2012. Dostępny online: https://www.researchgate.net/publication/236624121_Developm_ent_of_creep_and_corrosion-resistant_steels_for_future_steam_power_plants [Dostęp 16.08.2021].
- Kwaśniewski i Kopacz (red.) 2015 – Kwaśniewski K. i Kopacz M. (red.); Kwaśniewski K., Kopacz M., Grzesiak P., Kapłań R. i Sobczyk E.J. 2015. *Zgazowanie węgla uwarunkowania, efektywność i perspektywy rozwoju*. Wydawnictwo AGH, Kraków.
- Lasek J. 2011. Spalanie w tlenie a emisja tlenków azotu. Stan wiedzy i perspektywy badawcze. *Energetyka* 7, s. 426–433.
- Lasheras i in. 2011 – Lasheras A., Strohle J., Galloy A. i Epple B. 2011. Carbonate looping process simulation using a 1D fluidized bed model for the carbonator. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5, 4, s. 686–693. DOI: 10.1016/j.ijggc.2011.01.005.
- Leung i in. 2014 – Leung D.Y.C., Caramanna G. i Maroto-Valer M.M. 2014. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, s. 426–443. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.093.
- Mackrory A.J. i Tree D.L. 2012. Measurement of nitrogen evolution in a staged oxy-combustion coal flame. *Fuel* 93, s. 298–304. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.10.039.
- Majchrzak A. 2016. Testowanie i optymalizacja stałych sorbentów do usuwania CO₂ ze spalin. Praca doktorska. Wydział Energetyki i Paliw Akademia Górniczo-Hutnicza. Kraków. Dostępny online: <https://www.google.pl/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKE-wiS-rCcle30AhWTyYsKHdQhDZQQFnoECAwQAQ&url=https%3A%2F%2Fwinntbg.bg.agh.edu.pl%2Frozprawy2%2F11175%2Ffull11175.pdf&usg=AOvVaw3Yj7ESoGkK65Hxe9EiVtaC> [Dostęp 14.04.2021].
- Malinowski M. i Iwan A. 2014. Polimerowe ogniwa paliwowe. Cz. I. Zasada działania, rodzaje oraz stosowane metody badań. *Polimery* LIX, 6, s. 449–530. DOI: 10.14314/polimery.2014.451.
- Mamoori i in. 2017 – Mamoori A.A., Krishnamurthy A., Rownaghi A.A. i Rezaei F. 2017. Carbon capture and utilization update. *Energy Technology* 5, 6 Special Issue: Carbon Dioxide Utilization, s. 834–849. DOI: 10.1002/ente.201600747.
- Manovic V. i Anthony E. J. 2008. Parametric study on CO₂ capture capacity of CaO-based sorbents in looping cycles. *Energy & Fuels* 22, s. 1851–1857. DOI: 10.1021/ef800011z
- Manovic i in. 2009 – Manovic V. Anthony E. J. i Loncarevic D. 2009. CO₂ looping cycles with CaO-based sorbent pretreated in CO₂ at high temperature. *Chemical Engineering Science* 64, s. 3236–3245. DOI: 10.1016/j.ces.2009.03.051.
- Masel R.I. 1996. *Principles of adsorption and reaction on solid surfaces*. Wyd. John Wiley and Sons Inc.
- Marecki J. 1995. *Podstawy przemian energetycznych*. Warszawa: WNT.
- Markusson N. 2012. *The politics of FGD deployment in the UK (1980s–2009)*. Final case study raport as part of Work Package 2 of The UKERC project: CCS – Realising the potential. UK Energy Research Centre, University of Edinburgh, Edinburgh, Scotland. Dostępny online: <https://cite-seerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.644.7861&rep=rep1&type=pdf> [Dostęp 30.08.2020].
- Martavaltzi C.S. i Lemonidou A.A. 2008. Development of the new CaO based sorbent materials for CO₂ removal at high temperature. *Microporous and Mesoporous Materials* 110, 1, s. 119–127. DOI: 10.1016/j.micromeso.2007.10.006.
- Martavaltzi i in. 2010 – Martavaltzi C., Pampaka E.P., Korkakaki E.S. i Lemonidou A.A., 2010. Hydrogen production via steam reforming of methane with simultaneous CO₂ capture over CaO-Ca₁₂Al₁₄O₃₃. *Energy & Fuels* 24, 4, s. 2589–2595. DOI: 10.1021/ef9014058.
- ME 2019. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Projekt w. 2.1–08.11.2019. Ministerstwo Energii, Warszawa. Dostępny online: <https://www.gov.pl/web/energia/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r> [Dostęp 17.03.2020].

- Mikulčić i in. 2018 – Mikulčić H., Skov I.R., Dominković D.F., Alwi S.R.W., Manan Z.A., Tan R., Duić N., Mohamad S.N.H. i Wang X. 2018. Flexible carbon capture and utilization technologies in future energy systems and the utilization pathways of captured CO₂. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 114, C, 109338. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109338.
- Minchener A.J. 2005. Coal gasification for advanced power generation. *Fuel* 84, s. 2222–2235. DOI: 10.1016/j.fuel.2005.08.035.
- Mirowski i in. 2018 – Mirowski T., Mokrzycki E. i Uliasz-Bocheńczyk A. 2018. *Energetyczne wykorzystanie biomasy*. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- Moran M.J. i Shapiro H.N. 2015. *Principles of engineering thermodynamics*. 8th edition. Wiley.
- Nagórski Z. i Fudalej-Kostrzewa E. 2012. *Wybrane zagadnienia termodynamiki technicznej*. Instrukcje do ćwiczeń laboratoryjnych. Warszawa: Politechnika Warszawska. Dostępny online: <http://www.simr.pw.edu.pl/var/wwwglowna/storage/original/application/3c307c66cd92ba740f885e35e2f4c238.pdf> [Dostęp 08.03.2020].
- Nakata i in. 2011 – Nakata T., Silva D. i Rodionov M. 2011. Application of energy system models for designing a low-carbon society. *Progress in Energy and Combustion Science* 37, s. 462–502. DOI: 10.1016/j.pecs.2010.08.001.
- Nicol K. 2013. *Report: Status of advanced ultra-supercritical pulverized coal technology*. CCC/229. IEA Clean Coal Centre. Dostępny online: https://usea.org/sites/default/files/122013_Status%20of%20advanced%20ultra-supercritical%20pulverised%20coal%20technology_ccc229.pdf [Dostęp 22.07.2020].
- Nikulshina i in. 2007 – Nikulshina V., Galvez E. i Steinfeld A., 2007. Kinetic analysis of the carbonation reactions for the capture of CO₂ from air via the Ca(OH)₂–CaCO₃–CaO solar thermochemical cycle. *Chemical Engineering Journal* 129, 1–3, s. 75–83. DOI: 10.1016/j.cej.2006.11.003.
- Nowak W. i Czakiert T. (red.) 2012. *Spalanie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytywaniem CO₂*. Wyd. Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa.
- Nowak W. i Pronobis M. (red.) 2010. *Nowe technologie spalania i oczyszczania spalin*. Wyd. Politechniki Śląskiej, Gliwice.
- Panowski M. i Zarzycki R. 2013. Analiza procesowa przygotowania wyseparowanego ze spalin dwutlenku węgla do transportu i składowania. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 16, 4, s. 243–256. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Analysis-of-pre-treatment-of-carbon-dioxide-separated-from-flue-gas-for-transportation,95990,0,2.html> [Dostęp 12.06.2020].
- Paska J. i Kłos M. 2010. Ogniwa paliwowe przyszłością wytwarzania energii elektrycznej i ciepła? *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)* 86, 8, s. 93–97. Dostępny online: https://www.researchgate.net/publication/258031986_Ogniwa_paliwowe_przyszloscia_wytwarzania_energii_elektrycznej_i_ciepła [Dostęp 13.10.2020].
- Parczewski Z. 2014. *Efektywność energetyczna w wybranych krajach UE, USA oraz w Polsce (trendy zmian, mechanizmy i instrumenty polityki)*. Wydawnictwo Instytutu Energetyki. Warszawa.
- Patel i in. 2013 – Patel S.J., de Barbadillo J.J., Baker B.A. i Gollihue R.D. 2013. Nickel base superalloys for next generation coal fired AUSC power plants. 6th International Conference on Creep, Fatigue and Creep-Fatigue Interaction [CF-6]. *Procedia Engineering* 55, s. 246–252. DOI: 10.1016/j.proeng.2013.03.250.
- Patterson M.G., 1996. What is energy efficiency? Concepts, indicators and methodological issues. *Energy Policy* 24, 5, s. 377–390. DOI: 10.1016/0301-4215(96)00017-1.
- Pawlak-Kruczek H. 2011. Advanced power generation technology. Advanced technology in electrical power generation. Renewable Energy Systems. Wrocław University of Technology, Wrocław. Dostępny online: <https://www.dbc.wroc.pl/dlibra/publication/26521/edition/24012/content?&action=ChangeMetaLangAction&lang=pl> [Dostęp 06.09.2020].
- Pillai i in. 2019 – Pillai B.B.K., Surywanshi G.D., Patnaikuni V.S., Anne S.B. i Vooradi R. 2019. Performance analysis of a double calcium looping-integrated biomass-fired power plant: Exploring

- a carbon reduction opportunity. *International Journal of Energy Research* 43, 10, s. 5301–5318. DOI: 10.1002/er.4520.
- Porada i in. 2013 – Porada S., Czerski G., Dziok T. i Grzywacz P. 2013. Technologie zgazowania węgla i ich przydatność dla potrzeb energetyki i chemii. *Przegląd Górniczy* 69, 2, s. 200–208. Dostępny online: https://www.researchgate.net/publication/272094459_Technologie_zgazowania_węgla_i_ich_przydatnosc_dla_potrzeb_energetyki_i_chemii_Coal_gasification_technologies_and_their_applicability_in_power_and_chemical_industry [Dostęp 17.08.2021].
- Porada i in. 2014 – Porada S., Grzywacz P., Czerski G., Kogut K. i Makowska D. 2014. Ocena przydatności polskich węgla do procesu zgazowania. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 17,4, s. 89–102. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Assessment-of-Polish-coal-suitability-for-the-gasification-nprocess,96053,0,2.html> [Dostęp 06.06.2020].
- PRIMES 2007. *European Energy and Transport. Trends to 2030 – update 2007*. European Commission. Directorate – General for Energy and Transport, 2008. Dostępny online: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2030_update_2_007.pdf [Dostęp 20.03.2021].
- Program COSME. Program COSME. Program ramowy na rzecz konkurencyjności przedsiębiorstw oraz małych i średnich przedsiębiorstw na lata 2014–2020. Dostępny online: <https://instrumentyfinansowe.gov.pl/program-cosme/> [Dostęp 20.03.2020].
- Pudlik W. 2011. *Termodynamika*. Podręcznik przeznaczony dla studiujących na kierunkach: Mechanika i Energetyka. Wyd. III – cyfrowe, Gdańsk: Politechnika Gdańska, Gdańsk. Wydano za zgodą Rektora Politechniki Gdańskiej 754/187. Wydanie III – cyfrowe. Dostępny online: http://pbc.gda.pl/Content/4098/pbc_termodynamika.pdf [Dostęp 08.03.2020].
- Raport 2020. Teraz Środowisko. Raport: Chiny odpowiadały w 2020 roku za ponad połowę światowej energii z węgla. Dostępny online: <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/emb-er-chiny-energia-z-węgla-10121.html> [Dostęp 14.04.2021].
- Rant Z. 1956. Exergie, ein neues wert für „Technische Arbeitsfähigkeit“. *Forsch. Ing.-Wes* 22, 1.
- Rączka P. 2016. Poprawa sprawności cieplnej bloków energetycznych poprzez wykorzystanie odzyskanego ciepła odpadowego. *Rynek Energii* 1(122), s. 80–86.
- Rogalev i in. 2014 – Rogalev N., Golodnitskiy A., Tumanovskiy A. i Rogalev A. 2014. A survey of state-of-the-art development of coal-fired steam turbine power plant based on advanced ultra-supercritical steam technology. *Contemporary Engineering Sciences* 7, 34, s. 1807–1825. DOI: 10.12988/CES.2014.410191.
- Romano M.C. 2012. Modeling the carbonator of a Ca-looping process for CO₂ capture from power plant flue gas. *Chemical Engineering Science* 69, 1, s. 257–269.
- Romano i in. 2013a – Romano M.C., Martínez I., Murillo R., Arstad B., Blom R., Ozcan D.C., Ahn H. i Brandani S. 2013a – Process simulation of Ca-looping processes: review and guidelines. *Energy Procedia* 37, s. 142–150. DOI: 10.1016/j.egypro.2013.05.095.
- Romano i in. 2013b – Romano M.C., Spinelli M., Campanari S., Consonni S., Cinti G., Marchi M. i Borgarello E. 2013b. The calcium looping process for low CO₂ emission cement and power. GHGT-11, *Energy Procedia* 37, s. 7091–7099. DOI: 10.1016/j.egypro.2013.06.645.
- Saito i in. 2015 – Saito N., Komai N., Sumiyoshi Y., Takei Y., Kitamura M. i Tokairin T. 2015. Development of materials for use in A-USC boilers. *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review* 52, 4, s. 27–36. Dostępny online: <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e524/e524027.pdf> [Dostęp 2.11.2020].
- Sarbak Z. 2000. *Adsorpcja i adsorbenty: teoria i zastosowanie*. Wyd. Naukowe UAM, Poznań.
- Sauding P. i Steinberg F. 2018. *Clean energy*. EC-Link Position Paper. Draft Version 1.5. EC-Link Working Papers: edited by Florian Steinberg and Li Chunyan. Dostępny online: https://www.academia.edu/36385689/Clean_Energy_EC-Link_Position_Paper [Dostęp 11.03.2020].
- Sazali i in. 2020 – Sazali N., Salleh W.N.W., Jamaludin A.S. i Razali M.N.M. 2020. New perspectives on fuel cell technology: A brief review. *Membranes (Basel)* 10, 5, s. 90. DOI: 10.3390/membranes10050099.

- SDG 2020. *Sustainable Development Goals*. Guidelines for the use of the SDG logo including the colour wheel, and 17 icons. United Nations Department of Global Communications, May 2020. Dostępny online: https://www.un.org/sustainabledevelopment/wp-content/uploads/2019/01/SDG_Guidelines_AU_G_2019_Final.pdf [Dostęp 22.12.2020].
- SET-Plan 2011. Technology map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan). Technology Descriptions, EUR 24979 EN – 2011.JRC Scientific and Technical Reports. Dostępny online: https://www.researchgate.net/publication/271214434_2011_Technology_Map_of_the_European_Strategic_Energy_Technology_Plan [Dostęp 25.08.2020].
- SET-Plan 2013. Technology map of the European Strategic Energy Technology Plan Technology Descriptions. Report EUR 26357 EN. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport. Dostępny online: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC86357> [Dostęp 27.03.2020].
- Shingledecker i in. 2013 – J Shingledecker J., Purgert r. i Rawls P. 2013. Current status of the U.S. DOE/OCDO A-USC materials technology research and development program. *Advances in Materials Technology for Fossil Power Plants, Proceedings from the Seventh International Conference* October 22–25, 2013, Waikoloa, Hawaii, USA. Dostępny online: https://www.asminternational.org/documents/10192/1849770/05440G_Sample.pdf/d3c82966-b81d-4db8-bcfc-3c65d015bd60 [Dostęp 16.08.2021].
- Skoczkowski T. 2007. Instrumenty wspierające rozwój nowoczesnych technologii energetycznych. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 10, z. spec. 2, s. 41–51.
- Smith M. 2015. Doubling Energy and Resource Productivity by 2030 – Improving Business Competitiveness and Profitability + Transitioning to a Low Carbon Future. ANU Discussion Paper. Dostępny online: https://na.eventscloud.com/file_uploads/flcaff3bf10064e5961d0d8c122bfd63_3rdReport2XEPBPBoostingBusinessProductivityCompetitiveness.pdf [Dostęp 16.08.2021].
- Sobolewski i in. 2013a – Sobolewski A., Czaplicki A., Tomaszewicz G., Sowik K. i Janusz M. 2013. Zgazowanie węgla w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym przy zastosowaniu CO₂ jako czynnika zgazowującego. *Karbo* LVIII, 1, s. 16–27. Dostępny online: <https://www.sbc.org.pl/dlibra/show-content/publication/edition/272060?id=272060> [Dostęp: 14.08.2021].
- Sobolewski i in. 2013b – Sobolewski A., Chmielniak T., Topolnicka T. i Giesa N. 2013. Dobór węgla do zgazowania w ciśnieniowym reaktorze fluidalnym. *Karbo* 58, 1, s. 28–38. Dostępny online: <https://www.sbc.org.pl/dlibra/show-content/publication/edition/272060?id=272060> [Dostęp: 14.08.2021].
- Stanmore B.R. i Gilot P. 2005. Review – calcination and carbonation of limestone during thermal cycling for CO₂ sequestration. *Fuel Processing Technology* 86, s. 1707–1743. DOI: 10.1016/j.fuproc.2005.01.023.
- Stańczyk K. 2008. *Czyste technologie użytkowania węgla*. Katowice: Główny Instytut Górnictwa.
- Stańczyk K. i Bieniecki M. 2007. Możliwości redukcji emisji CO₂ i jej wpływ na efektywność i koszty wytwarzania energii z węgla. *Górnictwo i Geoinżynieria* 31, 2, s. 575–586. Dostępny online: <http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-article-AGH5-0012-0064> [Dostęp 14.08.2021].
- Stańczyk i in. 2010 – Stańczyk K., Dubiński J., Cybulski K., Wiatowski M., Świądrowski J., Kapusta K., Rogut J., Smoliński A., Krause E. i Grabowski J. 2010. Podziemne zgazowanie węgla – doświadczenia światowe i eksperymenty prowadzone w KD Barbara. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 13, 2, s. 423–434. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Underground-coal-gasification-world-experience-and-experiments-performed-in-experimental,95839,0,2.html> [Dostęp 12.05.2020].
- Stepnowski i in. 2010 – Stepnowski P., Synak E., Szafranek B. i Kaczyński Z. 2010. *Techniki separacyjne*. Publikacja współfinansowana przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego. Wyd. Uniwersytetu Gdańskiego: Gdańsk.

- Stępczyńska-Drygas i in. 2015 – Stępczyńska-Drygas K., Dykas S., Łukowicz H. i Czaja D. 2015. Economic evaluation of A-USC power plant with CO₂ capture unit. *Journal of Power Technologies* 95, 5, s. 75–83. Dostępny online: <http://papers.itc.pw.edu.pl/index.php/JPT/article/view-File/660/650> [Dostęp 4.11.2020].
- Strugała i in. 2011 – Strugała A., Czaplicka-Kolarz K. i Ściążko M. 2011. Projekty nowych technologii zgazowania węgla powstające w ramach Programu Strategicznego NCBiR. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 14, 2, s. 375–390. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/New-Technologies-of-Coal-Gasification-under-development-as-part-of-the-NCBiR-Strategic,95866,0,2.html> [Dostęp 12.05.2020].
- Szargut J. 1991. *Termodynamika techniczna*. PWN. Warszawa.
- Szargut J. 1996. *Analiza egzergetyczna procesów cieplnych*. Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej, nr 84. Dostępny online: https://www.google.pl/search?source=hp&ei=-5kXuqYJc7LrgTIOYXgCg&q=Szargut+jan+Analiza+egzergetyczna+oroces%C3%B3w+cieplnych&oq=Szargut+jan+Analiza+egzergetyczna+oroces%C3%B3w+cieplnych&gs_l=psy-ab.3...4430.38221..43354...0.0..0.308.5514.28j25j0j1.....0....1..gws-wiz.....0i13lj0j0i10j0i30j0i22i30j33i160.NVQPGRJVKf0&ved=0ahUKewiqgtv8-YroAhXOpYsKHchQAawQ4dUDCAU&uact=5 [Dostęp 08.03.2020].
- Shimizu i in. 1999 – Shimizu T., Hiramata T., Hosoda H., Kitano K., Inagaki M. i Tejima K. 1999. A twin fluid-bed reactor for removal of CO₂ from combustion processes. *Chemical Engineering Research and Design* 77, 1, s. 62–68. DOI: 10.1205/026387699525882.
- Szlęk i in. 2009 – Szlęk A., Wilk R.K., Werle S. i Schaffel N. 2009. Czyste technologie pozyskiwania energii z węgla oraz perspektywy bezpłomieniowego spalania. *Rynek Energii* 4, s. 39–45.
- Szteklerek i in. 2014 – Szteklerek K., Kalawa W. i Panowski M. 2014. Analiza integracji jednostki separacji CO₂ z obiegiem cieplnym bloku energetycznego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 17, 2, s. 137–152. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Analysis-of-CO-2-separation-unit-integration-with-the-nthermal-steam-cycle-of-the,96014,0,2.html> [Dostęp 12.05.2020].
- Ściążko M. 2009. Technologiczne i ekonomiczne bariery usuwania ditlenku węgla w układach energetycznych. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 12, 2/1, s. 73–90.
- Ściążko M. i L. Węclaw-Solny (red.) 2015. Absorpcyjne wychwytywanie ditlenku węgla ze spalin kotłowych. Wyd. ICHPW Zabrze.
- Termodynamika 2013. *Termodynamika*. Wykład. Zakład Chemii Fizycznej Dostępny online: https://www.umb.edu.pl/photo/pliki/WF_jednostki/zaklad-chemii-fizycznej/termodynamika__entalpia_i_entropia_wyklad_2013.pdf [Dostęp 08.03.2020].
- Toftagaard i in. 2010 – Toftagaard M.B., Brix J., Jensen P.A., Glarborg P. i Jensen A.D. 2010. Oxy-fuel combustion of solid fuels. *Progress in Energy and Combustion Science* 36, s. 581–625. DOI: 10.1016/j.pecs.2010.02.001.
- Tomaszewicz G. i Kotyczka-Morańska M. 2013. Badania nad wybranymi właściwościami sorbentów w procesie usuwania CO₂ metodą chemicznej pętli wapniowej. *Karbo* LVIII, 1, s. 86–93.
- Topper J. 2011. Prospects for Coal Supply and Clean Coal Technologies Worldwide. Jülich, Germany, March.
- Wang i in. 2013 – Wang W., Ramkumar S. i Fan L.-S. 2013. Energy penalty of CO₂ capture for the carbonation-calcination reaction (CCR) process: Parametric effects and comparisons with alternative processes. *Fuel* 104, s. 561–574. DOI: 10.1016/j.fuel.2012.04.043.
- Warmuziński i in. 2011 – Warmuziński K., Tańczyk M., Jaschik M. i Janusz-Cygan A. 2011. Koncepcja wydzielania ditlenku węgla ze spalin w procesie hybrydowym. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 14, 2, s. 427–439. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/The-capture-of-carbon-dioxide-from-flue-gases-in-a-hybrid-process,95858,0,2.html> [Dostęp 12.05.2020].
- Wawrzyńczak i in. 2014 – Wawrzyńczak D., Majchrzak-Kucęba I. i Nowak W. 2014. Możliwości zastosowania metody adsorpcyjnej do usuwania CO₂ ze spalin kotłowych. *Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej* 290, *Mechanika* 86, s. 285–293. DOI: 10.7862/rm.2014.32.

- Więclaw-Solny i in. 2013 – Więclaw-Solny L., Tatarczuk A., Krótki A. i Stec M. 2013. Postęp prac w badaniach technologicznych aminowego usuwania CO₂ ze spalin. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 16, 4, s. 229–241. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/The-technological-research-progress-of-amine-based-CO2,95989,0,2.html> [Dostęp 12.04.2020].
- Wróblewska E. 2010. Gotowość do wychwytu i składowania dwutlenku węgla – nowy obowiązek w procesie projektowania, zezwalania na budowę i dopuszczania do eksploatacji elektrowni węglowych. *Rynek Energii* 5, 1, s. 109–116.
- Zaporowski B. 2015. Technologie wytwarzania energii elektrycznej dla polskiej elektroenergetyki. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 18, 4, s. 29–44. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Electricity-generation-technologies-nfor-the-Polish-electric-power-industry,96107,0,2.html> [Dostęp 04.04.2020].
- Zaporowski B. 2016. Zrównoważony rozwój źródeł energii elektrycznej. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 19, 3, s. 35–48. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Sustainable-development-of-the-electricity-generation-sources,96137,0,2.html> [Dostęp 10.10.2021].
- Zaporowski B. 2021. Sustainable Development of Generation Sources in the National Electric Power System. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 24, 3, s. 79–92. Dostępny online: <https://epj.min-pan.krakow.pl/Sustainable-development-of-generation-sources-in-the-National-Electric-Power-System,142364,0,2.html> [Dostęp 10.10.2021].

AKTY PRAWNE

- Decyzja 2016/1841. Decyzja Rady 2016/1841/UE – Decyzja Rady (UE) 2016/1841 z dnia 5 października 2016 r. w sprawie zawarcia, w imieniu Unii Europejskiej, porozumienia paryskiego przyjętego na mocy Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu. (Dz.U. L 282/1 z 19.10.2016). Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2016:282:FULL&from=DE> [Dostęp 12.02.2021].
- Decyzja 2007/742/WE. Decyzja Komisji z dnia 9 listopada 2007 r. określająca kryteria ekologiczne dotyczące przyznawania wspólnotowego oznakowania ekologicznego pompom ciepła zasilanym elektrycznie, gazowo lub absorpcyjnym pompom ciepła (notyfikowana jako dokument nr C(2007) 5492) (Dz.U. UE L 301/14 z 20.11.2007, z późn. zm.). Dostępny online: http://publications.europa.eu/resource/cellar/2a77da55-f2c6-4a34-a140-3b063df2a837.0017.02/DOC_1 [Dostęp 12.02.2021].
- Dyrektywa 2006/32/WE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2006/32/WE z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG (Tekst mający znaczenie dla EOG). (Dz.U. UE L 114/64 z 27.4.2006). Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=celex%3A32006L0032> [Dostęp 17.03.2020].
- Dyrektywa 2009/125/WE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią (wersja przekształcona) (Tekst mający znaczenie dla EOG). (Dz.U. UE L 285/10 z 31.10.2009). Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DPL/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0125> [Dostęp 17.03.2020].
- Dyrektywa 2010/30/UE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie wskazania poprzez etykietowanie oraz standardowe informacje o produkcie, zużycia energii oraz innych zasobów przez produkty związane z energią (wersja przekształcona) (Tekst mający znaczenie dla EOG). (Dz.U. UE L 153/1 z 18.6.2010). Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32010L0030> [Dostęp 17.03.2020].
- Dyrektywa 2010/31/UE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz.U. L 153/13 z 18.6.2010). Tekst

- skonsolidowany. Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02010L0031-20210101> [Dostęp 19.04.2021].
- Dyrektywa 2012/27/UE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Tekst mający znaczenie dla EOG). (Dz.U. UE L 315/1 z 14.11.2012). Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=celex%3A32012L0027> [Dostęp: 20.03.2020].
- Dyrektywa 2014/68/UE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych (wersja przekształcona) (Tekst mający znaczenie dla EOG). (Dz.U. UE L 189/164 PL z 27.06.2014). Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0068&from=EN> [Dostęp: 07.04.2021].
- Dyrektywa 2018/844/UE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i Dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Tekst mający znaczenie dla EOG). (Dz.U. UE L 156/75 z 16.06.2018). Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32018L0844> [Dostęp 12.02.2021].
- Dyrektywa 2018/2002/UE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Tekst mający znaczenie dla EOG). (Dz.U. UE L 328/210 z 21.12.2018). Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2002&from=pl> [Dostęp 12.02.2021].
- Komunikat 2015/80. Pakiet dotyczący unii energetycznej. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu. Komisja Europejska Bruksela, dnia 25.2.2015 r. COM(2015) 80 final. Dostępny online: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c-90-bd-d4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0007.02/DOC_1&format=PDF [Dostęp 12.02.2012].
- Komunikat UE 2018. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego: Czysta planeta dla wszystkich. Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki. Komisja Europejska Bruksela, dnia 28.11.2018 r. COM(2018) 773 final. Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> [Dostęp 15.04.2021].
- Obwieszczenie ME 2016. Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 23 listopada 2016 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (M.P. z dnia 12 grudnia 2016, poz. 1184). Dostępny online: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20160001184> [Dostęp 19.04.2021].
- Obwieszczenie ME 2019. Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 11 lipca 2019 r. w sprawie wykazu aktów delegowanych. (M.P. z dnia 31 lipca 2019, poz. 722). Dostępny online: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20190000722> [Dostęp 19.04.2021].
- Obwieszczenie MG 2012. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2012 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. (M.P. 2013. poz. 15). Dostępny online: <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20130000015> [Dostęp 17.03.2020].
- Obwieszczenie MKiŚ 2021. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (MP z dnia 10 marca 2021, poz. 264). Dostępny online: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20210000264> [Dostęp 25.05.2021].

- Rozporządzenie ME 2017. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 5 października 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii. (Dz.U. z 13 października 2017, poz. 1912). Dostępny online: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20170001912> [Dostęp 17.03.2020].
- Rozporządzenie WE 1221/2009. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 1221/2009 z dnia 25 listopada 2009 r. w sprawie dobrowolnego udziału organizacji w systemie ekozarządzania i audytu we Wspólnocie (EMAS), uchylające rozporządzenie (WE) nr 761/2001 oraz decyzje Komisji 2001/681/WE i 2006/193/WE. (Dz.U. UE L 342/1 z 22.12.2009). Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:342:0001:0045:P:L:PDF> [Dostęp 16.03.2020].
- Rozporządzenie UE 2017/1369. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1369 z dnia 4 lipca 2017 r. ustanawiające ramy etykietowania energetycznego i uchylające dyrektywę 2010/30/UE (Tekst mający znaczenie dla EOG.) Tekst skonsolidowany. (Dz.U. UE L 198/1 z 28.7.2017) Dostępny online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32017R1369> [Dostęp: 16.06.2021].
- Uchwała 67/2019 – Uchwała nr 67 Rady Ministrów z dnia 16 lipca 2019 r. w sprawie przyjęcia *Polityki ekologicznej państwa 2030 – strategii rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej*. M.P. 2019 poz. 794 Dostępny online: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20190000794> [Dostęp: 20.08.2021].
- Uchwała 105/2019 – Uchwała nr 105 Rady Ministrów z dnia 24 września 2019 r. w sprawie przyjęcia *Strategii zrównoważonego Rozwoju Transportu do 2030 roku*. M.P. 2019 poz. 1054 Dostępny online: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20190001054> [Dostęp: 20.08.2021].
- Uchwała 123/2019 – Uchwała nr 123 Rady Ministrów z dnia 15 października 2019 r. w sprawie przyjęcia *Strategii zrównoważonego rozwoju wsi, rolnictwa i rybactwa 2030*. M.P. 2019 poz. 1150 Dostępny online: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20190001150> [Dostęp: 20.08.2021].
- Ustawa 1994. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane. (Dz.U. 1994, Nr 89, poz. 414 z późn. zm.). Tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 7 lipca 2020 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo budowlane (Dz.U. 2020, poz. 1333) Tekst ujednolicony – stan na 14.07.2021. Dostępny online: <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU19940890414/U/D19940414Lj.pdf> [Dostęp 16.08.2021].
- Ustawa 1997. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z późn. zm.). Tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 31 marca 2021 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo energetyczne (Dz.U. 2021 poz. 716). Tekst ujednolicony – stan na 13.07. 2021. Dostępny online: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu19970540348> [Dostęp 25.07.2021].
- Ustawa 2008. Ustawa z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków (Dz.U. 2008, Nr 223, poz. 1459 z późn. zm.). Tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 23 lutego 2021 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków (Dz.U. 2021 poz. 554). Tekst ujednolicony – stan na 14.07.2021. Dostępny online: <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20082231459/U/D20081459Lj.pdf> [Dostęp 16.07.2021].
- Ustawa 2011a. Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. Nr 94 z późn. zm.). Tekst ujednolicony – stan na 21.09.2016. (uchylona). Dostępny online: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20150002167/U/D20152167Lj.pdf> [Dostęp 16.08.2021].
- Ustawa 2011b. Ustawa Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 r. (Dz.U. 2011, Nr 163, poz. 981 z późn. zm.). Tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 lipca 2021 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo geologiczne

- i górnicze (Dz.U. 2021 poz. 1420). Tekst ujednolicony – stan na 16.08.2021. Dostępny online: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20111630981/U/D20110981Lj.pdf> [Dostęp 18.08.2021].
- Ustawa 2012. Ustawa z dnia 14 września 2012 r. o etykietowaniu energetycznym produktów związanych z energią (Dz.U. 2012 poz. 1203 z późn. zm.). Tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 13 lutego 2020 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o etykietowaniu energetycznym produktów związanych z energią (Dz.U. 2020 poz. 378). Tekst ujednolicony – stan na 18.03.2020 r. Dostępny online: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20120001203/U/D20121203Lj.pdf> [Dostęp 15.03.2021].
- Ustawa 2015. Ustawa z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej (Dz.U. 2015 poz. 2359 z późn. zm.). Tekst ujednolicony – stan na 14.11.2016.(uchylona). Dostępny online: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20150002359/U/D20152359Lj.pdf> [Dostęp 15.03.2021].
- Ustawa 2016a. Ustawa z dnia 31 marca 2016 r. o zmianie ustawy o funduszach inwestycyjnych oraz niektórych innych ustaw. (Dz.U. 2016, poz. 615). Dostępny online: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20160000615> [Dostęp 19.04.2021].
- Ustawa 2016b. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2016 poz. 831 z późn. zm.). Tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 1 marca 2021 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o efektywności energetycznej (Dz.U. 2021 poz. 468). Tekst ujednolicony – stan na 13.07. 2021. Dostępny online: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20210000468/U/D20210468Lj.pdf> [Dostęp 18.08.2021].
- Ustawa 2018a. Ustawa z dnia 6 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz niektórych innych ustaw. (Dz.U. 2019 poz. 51 z późn. zm.). Tekst ujednolicony – stan na 16.12.2020. Dostępny online: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190000051> [Dostęp: 19.04.2021].
- Ustawa 2018b. Ustawa z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców (Dz.U. 2018 poz. 646 z późn. zm.) Tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 8 grudnia 2020 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo przedsiębiorców (Dz.U. 2021 poz. 162). Tekst ujednolicony – stan na 3.02.2021. Dostępny online: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000646> [Dostęp: 16.08.2021].
- Ustawa 2019. Ustawa z dnia 12 kwietnia 2019 r. o zmianie ustawy o informowaniu o zużyciu energii przez produkty wykorzystujące energię oraz o kontroli realizacji programu znakowania urządzeń biurowych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2019 poz.1030). Dostępny online: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190001030> [Dostęp: 19.04.2021].
- Zalecenie 2019. Zalecenie komisji z dnia 18.6.2019 r. w sprawie projektu zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu w Polsce obejmującego lata 2021–2030 {SWD(2019) 281 final}. Bruksela, dnia 18.6.2019 r. C(2019) 4421 final Dostępny online: <https://www.sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/EDLS.xsp?view=1&docId=31BD422C0DE DC360C125845F003EA875&lang=EN> [Dostęp: 20.08.2021].



ISBN 978-83-963280-0-7