

Politechnika Śląska
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych

Rozprawa doktorska

Analiza efektywności zero-emisyjnego bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne i ultranadkrytyczne z tlenowym kotłem pyłowym opalanym węglem kamiennym

Mgr inż. Sebastian Michalski

Promotor: Prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz

Gliwice 2015

Autor: mgr inż. Sebastian Michalski
Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych
ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice
e-mail: sebastian.michalski@polsl.pl

Promotor: prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz
Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych
ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice
e-mail: janusz.kotowicz@polsl.pl

Podziękowania

Promotorowi profesorowi Januszowi Kotowiczowi dziękuję za wskazanie tematyki, za nieocenioną pomoc w realizacji niniejszej pracy, liczne sugestie oraz uwagi.

Dziękuję również rodzinie i przyjaciołom za wsparcie i pomoc oraz wszystkim, którzy przyczynili się do powstania tej pracy.

Wyniki przedstawione w niniejszej rozprawie doktorskiej zostały uzyskane z prac badawczych współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach Kontraktu SP/E/2/6642020/10 - Strategiczny Program Badań - Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: opracowanie technologii spalania tlenowego w kotłach pyłowych i fluidalnych, zintegrowanych z wychwytywaniem CO₂.

SPIS TREŚCI

Wykaz ważniejszych oznaczeń	15
1. Wstęp	17
1.1. Obecny stan sektora energetycznego w Polsce	17
1.2. Pozycja Unii Europejskiej względem emisji dwutlenku węgla	21
1.3. Metody redukowania emisji dwutlenku węgla w energetyce zawodowej.....	25
1.4. Przegląd literatury	28
1.5. Cel i zakres pracy	29
2. Struktura analizowanego bloku energetycznego i metodologia badań	32
2.1. Ogólna struktura układu i metodologia badań.....	32
2.2. Szczegółowa struktura układu	35
3. Modelowanie pracy komponentów analizowanych elektrowni.....	41
3.1. Modelowanie obiegu turbiny parowej.....	41
3.1.1. Wybór parametrów pracy układu turbiny parowej.....	41
3.1.2. Założenia oraz wyniki dla modelu obliczeniowego układu turbiny parowej	43
3.1.3. Sprawdzenie modelu obliczeniowego układu turbiny parowej.....	53
3.2. Modelowanie tlenowni	57
3.2.1. Wysokotemperaturowa membrana typu „four-end” [62].....	58
3.2.2. Aplikacja membran typu „four-end” do tlenowego kotła pyłowego.....	65
3.3. Modelowanie kotła pyłowego typu oxy.....	72
3.4. Modelowanie instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla	84
3.5. Algorytm obliczeniowy zintegrowanej elektrowni typu oxy.....	88
4. Analiza termodynamiczna	92
4.1. Wybór metody recyrkulacji spalin	92
4.2. Wyniki analizy termodynamicznej	95
4.2.1. Dyskusja wyników analizy termodynamicznej.....	103
4.3. Analiza wykorzystania ciepła odpadowego.....	112
4.3.1. Zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu parowym - założenia	113
4.3.2. Zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu parowym - wyniki obliczeń...	119
4.3.3. Zastosowanie organicznych obiegów Rankien`a (ORC) - założenia	129
4.3.4. Zastosowanie organicznych obiegów Rankie`a (ORC) - wyniki obliczeń.....	132
5. Analiza ekonomiczna	137
5.1. Metodologia analizy ekonomicznej	137
5.1.1. Określanie nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni oxy.....	138
5.1.2. Określenie kosztów występujących w latach budowy i pracy bloku energetycznego	140
5.1.3. Określanie składowych granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej	142

5.2. Założenia do obliczeń	144
5.3. Wyniki analizy ekonomicznej.....	145
5.3.1. Wyniki dla bloku oxy bez odzysku ciepła.....	145
5.3.2. Wyniki dla bloku oxy z odzyskiem ciepła - Zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu parowym.....	154
5.3.3. Wyniki dla bloku oxy z odzyskiem ciepła - Zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu parowym oraz zastosowanie układu ORC.....	159
5.4. Analiza wrażliwości.....	161
6. Analiza ryzyka ekonomicznego.....	164
6.1. Metoda Monte Carlo analizy ryzyka – założenia, wyniki oraz opis zastosowanej metody	166
7. Podsumowanie	171
SPIS LITERATURY.....	178
Załącznik A. Szczegółowy schemat wariantu W2 analizowanej elektrowni typu oxy	187
Załącznik B. Szczegółowy schemat wariantu W3 analizowanej elektrowni typu oxy	188
Załącznik C. Schemat, założenia oraz wyniki zamodelowania wariantu W2 obiegu turbiny parowej.	189
Załącznik D. Schemat, założenia oraz wyniki zamodelowania wariantu W3 obiegu turbiny parowej.	192
Załącznik E. Schemat oraz wyniki zamodelowania wariantu W2 tlenowego kotła pyłowego.	195
Załącznik F. Schemat oraz wyniki zamodelowania wariantu W3 tlenowego kotła pyłowego.	197
Załącznik G. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach wariantu W2 i W3 tlenowni	199
Załącznik H. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach wariantu W2 i W3 instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla.....	200
Załącznik I. Wyniki analizy termodynamicznej wariantu W2 bloku energetycznego typu oxy ...	201
Załącznik J. Wyniki analizy termodynamicznej wariantu W3 bloku energetycznego typu oxy ...	213
Załącznik K. Wyniki analizy ekonomicznej wariantu W2 bloku energetycznego typu oxy	225
Załącznik L. Wyniki analizy ekonomicznej wariantu W3 bloku energetycznego typu oxy	231
Załącznik M. Założenia oraz wyniki analizy ryzyka wariantu W2 bloku energetycznego typu oxy	237
Załącznik N. Założenia oraz wyniki analizy ryzyka wariantu W3 bloku energetycznego typu oxy	238

WYKAZ RYSUNKÓW

Rys. 2.1. Ogólny schemat elektrowni oxy	33
Rys. 2.2. Szczegółowy schemat wariantu W1 elektrowni typu oxy	37
Rys. 3.1. Schemat wariantu W1 układu turbiny parowej	44
Rys. 3.2. Rozkład ciśnienia cząstkowego tlenu wzdłuż długości membrany. (3t - powietrze; 4t - retentat; 6t - spaliny recykulowane „sweep gas”; 7t - spaliny recykulowane wzbogacone w tlen („sweep gas” + tlen)).....	58
Rys. 3.3. Schemat wariantów W1, W2 i W3 tlenowni.....	66
Rys. 3.4. Wartości minimalne sprężu sprężarki powietrza dla poszczególnych wartości stopnia odzysku tlenu.....	71
Rys. 3.5. Schemat wariantu W1 kotła pyłowego typu oxy (z dwoma metodami recykulacji spalin)..	73
Rys. 3.6. Sprawność tlenowego kotła z „recykulacją suchą” w funkcji spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recykulowane (PSP3)	82
Rys. 3.7. Moc i wskaźnik potrzeb własnych kotła z „recykulacją suchą” w funkcji spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recykulowane (PSP3)	82
Rys. 3.8. Schemat wariantów W1, W2 i W3 instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂	85
Rys. 3.9. Schemat algorytmu obliczeniowego	89
Rys. 4.1. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych bloku typu oxy z „recykulacją suchą” w funkcji spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recykulowane (PSP3).....	94
Rys. 4.2. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto w funkcji spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recykulowane (PSP3) dla bloku typu oxy z „recykulacją suchą”	94
Rys. 4.3. Sprawność kotła pyłowego (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	96
Rys. 4.4. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych kotła pyłowego typu oxy (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	97
Rys. 4.5. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych tlenowni (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	98
Rys. 4.6. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	99
Rys. 4.7. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych wariantu W1 bloku typu oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	100
Rys. 4.8. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W1 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	101
Rys. 4.9. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej brutto wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	102
Rys. 4.10. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	103
Rys. 4.11. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W1 elektrowni oxy w funkcji sprężu sprężarki powietrza	104
Rys. 4.12. Zależność wartości funkcji f_1 od zmiany stopnia odzysku tlenu dla czterech sprężu sprężarki powietrza.....	106
Rys. 4.13. Zależność wartości funkcji f_1 od zmiany sprężu sprężarki powietrza dla czterech stopni odzysku tlenu.....	107
Rys. 4.14. Sprawność kotła pyłowego (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji sprężu sprężarki powietrza	108

Rys. 4.15. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych wariantu W1 bloku typu oxy w funkcji sprężu sprężarki powietrza.....	109
Rys. 4.16. Izolinie sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W1 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza	110
Rys. 4.17. Schemat wariantu W1 układu turbiny parowej (Zastępowanie wymienników regeneracyjnych)	115
Rys. 4.18. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego ze spalin oraz gazu pozostałego po separacji tlenu w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W1 bloku oxy)	120
Rys. 4.19. Temperatura wody obiegowej na wylocie z wymienników WS1 i WR1 w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W1 bloku oxy)	121
Rys. 4.20. Temperatura wody obiegowej na wylocie z wymienników WS2 i WR2 w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W1 bloku oxy)	122
Rys. 4.21. Przyrost energii elektrycznej wariantu W1 obiegu turbiny parowej (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu	123
Rys. 4.22. Moc potrzeb własnych wariantu W1 obiegu turbiny parowej (przypadek zastąpienia wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu	124
Rys. 4.23. Przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto wariantu W1 bloku oxy (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu....	125
Rys. 4.24. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu	126
Rys. 4.25. Sprawność netto w funkcji stopnia odzysku tlenu (dla $\beta = 15$) dla wariantu W1 i W2 bloku oxy	127
Rys. 4.26. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W1 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	128
Rys. 4.27. Schemat organicznego obiegu Rankin`a zintegrowanego z instalacją oczyszczania i sprężania CO ₂	129
Rys. 4.28. Moc netto układu ORC w funkcji ciśnienia etanolu na wlocie do turbiny	131
Rys. 4.29. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego z chłodnic międzystopniowych sprężarki spalin w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W1 bloku oxy)	133
Rys. 4.30. Moc netto organicznego obiegu Rankien`a (Wariant W1 bloku oxy)w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	134
Rys. 4.31. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W1 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych oraz układem ORC) w funkcji stopnia odzysku tlenu	135
Rys. 5.1. Koszt zakupu sprężarki powietrza (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	146
Rys. 5.2. Koszt zakupu ekspandera (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.	146
Rys. 5.3. Koszt zakupu wysokotemperaturowej membrany separacyjnej oraz powierzchnia tej membrany (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	147
Rys. 5.4. Koszt zakupu wymienników ciepła PSP1, PSP2 i PPO (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	148
Rys. 5.5. Nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	149
Rys. 5.6. Nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	150
Rys. 5.7. Nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni typu oxy (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	151
Rys. 5.8. Koszty paliwowe (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	152

Rys. 5.9. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	153
Rys. 5.10. Koszt zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	156
Rys. 5.11. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W1 elektrowni oxy zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW) w funkcji stopnia odzysku tlenu	157
Rys. 5.12. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej w funkcji stopnia odzysku tlenu (dla $\beta = 15$) dla wariantu W1 i W2 bloku oxy	158
Rys. 5.13. Koszt układu ORC (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	160
Rys. 5.14. Analiza wrażliwości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla bloku typu oxy (wariant W1) bez wykorzystania ciepła odpadowego.....	162
Rys. 5.15. Analiza wrażliwości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla bloku referencyjnego (wariant W1).....	162
Rys. 6.1. Prawdopodobieństwo skumulowane (Dystrybuanta) granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej (wariant W1).....	169
Rys. A.1. Szczegółowy schemat wariantu W2 elektrowni typu oxy	187
Rys. B.1. Szczegółowy schemat wariantu W3 elektrowni typu oxy.....	188
Rys. C.1. Schemat wariantu W2 układu turbiny parowej	189
Rys. D.1. Schemat wariantu W3 układu turbiny parowej	192
Rys. E.1. Schemat wariantu W2 kotła pyłowego typu oxy.....	195
Rys. F.1. Schemat wariantu W3 kotła pyłowego typu oxy.....	197
Rys. I.1. Sprawność kotła pyłowego (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	201
Rys. I.2. Moc potrzeb własnych tlenowni (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	201
Rys. I.3. Moc potrzeb własnych kotła pyłowego typu oxy (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	202
Rys. I.4. Moc potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	202
Rys. I.5. Moc potrzeb własnych wariantu W2 bloku typu oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	203
Rys. I.6. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W2 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu	203
Rys. I.7. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej brutto wariantu W2 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	204
Rys. I.8. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W2 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	204
Rys. I.9. Izolinie sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W2 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza	205
Rys. I.10. Schemat wariantu W2 układu turbiny parowej (Zastępowanie wymienników regeneracyjnych)	205
Rys. I.11. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego ze spalin oraz gazu pozostałego po separacji tlenu w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W2 bloku oxy)	208
Rys. I.12. Przyrost energii elektrycznej wariantu W2 obiegu turbiny parowej (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu	208
Rys. I.13. Przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto wariantu W2 bloku oxy (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu....	209

Rys. I.14. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W2 elektrowni oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	209
Rys. I.15. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W2 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	210
Rys. I.16. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego z chłodnic międzystopniowych sprężarki spalin w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W2 bloku oxy)	211
Rys. I.17. Moc netto organicznego obiegu Rankien`a (Wariant W2 bloku oxy)w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	211
Rys. I.18. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W2 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych oraz układem ORC) w funkcji stopnia odzysku tlenu	212
Rys. J.1. Sprawność kotła pyłowego (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	213
Rys. J.2. Moc potrzeb własnych tlenowni (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	213
Rys. J.3. Moc potrzeb własnych kotła pyłowego typu oxy (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	214
Rys. J.4. Moc potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	214
Rys. J.5. Moc potrzeb własnych wariantu W3 bloku typu oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu	215
Rys. J.6. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W3 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	215
Rys. J.7. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej brutto wariantu W3 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	216
Rys. J.8. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W3 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	216
Rys. J.9. Izolinie sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W3 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza	217
Rys. J.10. Schemat wariantu W3 układu turbiny parowej (Zastępowanie wymienników regeneracyjnych)	217
Rys. J.11. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego ze spalin oraz gazu pozostałego po separacji tlenu w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W3 bloku oxy)	220
Rys. J.12. Przyrost energii elektrycznej wariantu W3 obiegu turbiny parowej (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu	220
Rys. J.13. Przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto wariantu W3 bloku oxy (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu....	221
Rys. J.14. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W3 elektrowni oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	221
Rys. J.15. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W3 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	222
Rys. J.16. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego z chłodnic międzystopniowych sprężarki spalin w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W3 bloku oxy)	223
Rys. J.17. Moc netto organicznego obiegu Rankien`a (Wariant W3 bloku oxy)w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	224
Rys. J.18. Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W3 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych oraz układem ORC) w funkcji stopnia odzysku tlenu	224

Rys. K.1. Koszt zakupu sprężarki powietrza (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	225
Rys. K.2. Koszt zakupu ekspandera (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	225
Rys. K.3. Koszt zakupu wysokotemperaturowej membrany separacyjnej oraz powierzchnia tej membrany (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	226
Rys. K.4. Koszt zakupu wymienników ciepła PSP1, PSP2 i PPO (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	226
Rys. K.5. Nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	227
Rys. K.6. Nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	227
Rys. K.7. Nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni typu oxy (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	228
Rys. K.8. Koszty paliwowe (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	228
Rys. K.9. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	229
Rys. K.10. Koszt zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	229
Rys. K.11. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W2 elektrowni oxy zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW) w funkcji stopnia odzysku tlenu	230
Rys. K.12. Koszt układu ORC (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	230
Rys. L.1. Koszt zakupu sprężarki powietrza (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	231
Rys. L.2. Koszt zakupu ekspandera (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	231
Rys. L.3. Koszt zakupu wysokotemperaturowej membrany separacyjnej oraz powierzchnia tej membrany (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	232
Rys. L.4. Koszt zakupu wymienników ciepła PSP1, PSP2 i PPO (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	232
Rys. L.5. Nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	233
Rys. L.6. Nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	233
Rys. L.7. Nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni typu oxy (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	234
Rys. L.8. Koszty paliwowe (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	234
Rys. L.9. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	235
Rys. L.10. Koszt zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu.....	235
Rys. L.11. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W3 elektrowni oxy zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW) w funkcji stopnia odzysku tlenu	236
Rys. L.12. Koszt układu ORC (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu	236
Rys. M.1. Prawdopodobieństwo skumulowane (Dystrybuanta) granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej (wariant W2).....	237
Rys. N.1. Prawdopodobieństwo skumulowane (Dystrybuanta) granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej (wariant W3).....	238

WYKAZ TABEL

Tab. 3.1. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantu W1 układu turbiny parowej.....	45
Tab. 3.2. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W1 obiegu turbiny parowej.....	50
Tab. 3.3. Wybrane wielkości charakterystyczne wyznaczone dla trzech wariantów obiegu turbiny parowej.....	53
Tab. 3.4. Założenia przyjęte do sprawdzenia modelu obliczeniowego układu turbiny parowej [61] ...	54
Tab. 3.5. Parametry w poszczególnych punktach obiegu uzyskane w modelu opracowanym w programie GateCycle i modelu opracowanym w Instytucie Maszyn i Urzędzeń Energetycznych oraz obliczone błędy względne [61]	56
Tab. 3.6. Wybrane wielkości charakterystyczne uzyskane na podstawie obliczeń przeprowadzonych przy pomocy modelu opracowanego w programie GateCycle i opracowanego w Instytucie Maszyn i Urzędzeń Energetycznych oraz obliczone błędy względne	57
Tab. 3.7. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantów W1, W2 i W3 tlenowni.....	66
Tab. 3.8. Parametry termodynamiczne gazów w charakterystycznych punktach tlenowni zintegrowanej z wariantem W1 elektrowni oxy (dla sprężu sprężarki powietrza równego 15)	69
Tab. 3.9. Skład gazów w charakterystycznych punktach tlenowni	70
Tab. 3.10. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantu W1, W2 i W3 tlenowego kotła pyłowego. 75	
Tab. 3.11. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach modelu wariantu W1 tlenowego kotła pyłowego dla stopnia odzysku tlenu równego 60% z „recykulacją suchą” oraz „recykulacją mokrą”	77
Tab. 3.12. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach modelu wariantu W1 tlenowego kotła pyłowego dla stopnia odzysku tlenu równego 90% z „recykulacją suchą” oraz „recykulacją mokrą”	78
Tab. 3.13. Skład spalin w tlenowym kotle pyłowym z „suchą recykulacją” oraz „mokrą recykulacją”	79
Tab. 3.14. Wyznaczone wielkości charakterystyczne dla tlenowego kotła pyłowego z „recykulacją suchą” oraz „recykulacją mokrą”	81
Tab. 3.15. Wady oraz zalety dwóch analizowanych metod recykulacji spalin	83
Tab. 3.16. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantów W1, W2 i W3 instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂	85
Tab. 3.17. Parametry termodynamiczne spalin w charakterystycznych punktach instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla dla wariantu W1 elektrowni typu oxy (dla sprężu sprężarki równego 15).....	86
Tab. 3.18. Skład spalin w charakterystycznych punktach instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla	87
Tab. 3.19. Moce sekcji sprężarki spali oraz pompy CO ₂ w instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ ... 88	
Tab. 4.1. Wskaźniki termodynamiczne dla bloku oxy z recykulacją „suchą” oraz „mokrą” spalin .. 93	
Tab. 4.2. Współczynniki równań aproksymacyjnych	109
Tab. 4.3. Wskaźniki termodynamiczne oraz emisje jednostkowe CO ₂ bloku oxy w punktach pracy o maksymalnej sprawności netto	111
Tab. 4.4. Sprawności oraz jednostkowe emisje dwutlenku węgla wyznaczone dla trzech wariantów elektrowni referencyjnej.....	112
Tab. 4.5. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W1 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 60%....	118
Tab. 4.6. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W1 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 90%....	119

Tab. 4.7. Wskaźniki termodynamiczne oraz emisje jednostkowe CO ₂ bloku oxy z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych w punktach pracy o maksymalnej sprawności netto	128
Tab. 4.8. Założenia dla modelu obliczeniowego układu ORC	131
Tab. 4.9. Parametry termodynamiczne etanolu oraz wody w charakterystycznych punktach układu ORC dla wariantu W1 bloku oxy.....	132
Tab. 4.10. Wskaźniki termodynamiczne oraz emisje jednostkowe CO ₂ bloku oxy z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych oraz układem ORC w punktach pracy o najwyższej sprawności netto	136
Tab. 5.1. Założenia do wyznaczenia nakładów inwestycyjnych na budowę trzech wariantów bloku oxy	144
Tab. 5.2. Założenia do analizy ekonomicznej dla trzech wariantów bloku oxy	145
Tab. 5.3. Wyniki analizy ekonomicznej w punktach pracy o najniższej wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla trzech wariantów bloku oxy bez odzysku ciepła	154
Tab. 5.4. Wyniki analizy ekonomicznej w punktach pracy o najniższej wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla trzech wariantów bloku oxy z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW.....	159
Tab. 5.5. Wyniki analizy ekonomicznej w punktach pracy o najniższej wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla trzech wariantów bloku oxy z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW oraz układem ORC	161
Tab. 6.1. Założone granice zmienności wielkości przyjętych do analizy ryzyka	166
Tab. 6.2. Wartość charakterystyczne dla wielkości poddanych analizie ryzyka (Wariant W1)	168
Tab. 6.3. Wyniki analizy ryzyka dla trzech wariantów bloku referencyjnego oraz bloku oxy z i bez odzysku ciepła.....	170
Tab. C.1. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantu W2 układu turbiny parowej.....	190
Tab. C.2. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W2 obiegu turbiny parowej.....	191
Tab. D.1. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantu W3 układu turbiny parowej.....	193
Tab. D.2. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W3 obiegu turbiny parowej.....	194
Tab. E.1. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach modelu wariantu W2 tlenowego kotła pyłowego dla dwóch wartości stopnia odzysku tlenu (R).....	196
Tab. F.1. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach modelu wariantu W3 tlenowego kotła pyłowego dla dwóch wartości stopnia odzysku tlenu (R).....	198
Tab. G.1. Parametry termodynamiczne gazów w charakterystycznych punktach tlenowni zintegrowanej z wariantem W2 elektrowni typu oxy (dla sprężu sprężarki powietrza równego 15) ..	199
Tab. G.2. Parametry termodynamiczne gazów w charakterystycznych punktach tlenowni zintegrowanej z wariantem W3 elektrowni typu oxy (dla sprężu sprężarki powietrza równego 15) ..	199
Tab. H.1. Parametry termodynamiczne spalin w charakterystycznych punktach instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla dla wariantu W2 elektrowni typu oxy (dla sprężu sprężarki równego 15)	200
Tab. H.2. Parametry termodynamiczne spalin w charakterystycznych punktach instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla dla wariantu W3 elektrowni typu oxy (dla sprężu sprężarki równego 15)	200
Tab. I.1. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W2 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 60%.....	206

Tab. I.2. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W2 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 90%.....	207
Tab. I.3. Parametry termodynamiczne etanolu oraz wody w charakterystycznych punktach układu ORC dla wariantu W2 bloku oxy.....	210
Tab. J.1. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W3 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 70%.....	218
Tab. J.2. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W3 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 90%.....	219
Tab. J.3. Parametry termodynamiczne etanolu oraz wody w charakterystycznych punktach układu ORC dla wariantu W3 bloku oxy.....	223
Tab. M.1. Wartość charakterystyczne dla wielkości poddanych analizie ryzyka (Wariant W2).....	237
Tab. N.1. Wartość charakterystyczne dla wielkości poddanych analizie ryzyka (Wariant W3).....	238

Wykaz ważniejszych oznaczeń.

Wielkości:

A	- powierzchnia;	p_d	- stopa podatku dochodowego;
B	- wskaźnik kosztów;	P_S	- prawdopodobieństwo skumulowane;
c	- jednostkowy koszt;	\dot{Q}	- strumień ciepła, kJ/s;
C	- koszt zakupu;	q_c	- jednostkowe zużycie ciepła;
C_1	- stała membrany;	r	- stopa dyskonta;
CF	- strumień przepływów pieniężnych netto;	R	- stopień odzysku tlenu;
d	- grubość membrany;	S	- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej;
g	- masowa zawartość;	t, T	- temperatura;
h	- entalpia, kJ/kg;	W_d	- wartość opałowa, MJ/kg;
J	- strumień tlenu / nakłady inwestycyjne;	x	- zawartość molowa/zmienna losowa;
K	- koszty;	Y	- współczynnik kosztu;
k_{el}	- jednostkowa cena sprzedaży energii elektrycznej;	β	- spręż sprężarki powietrza;
k_{el}^{GR}	- graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej;	β_{CC}	- spręż sprężarki spalin;
L	- długość/wartość likwidacyjna bloku;	Δ	- przyrost;
l	- praca jednostkowa;	δ	- wskaźnik potrzeb własnych, %;
\dot{m}	- strumień masowy, kg/s;	δ_z	- błąd względny;
N	- moc, MW;	ε	- energochłonność;
NPV	- wartość zaktualizowana netto;	η	- sprawność, %;
O	- odsetki;	ξ	- współczynnik strat ciśnienia;
p	- ciśnienie, kPa;	σ	- współczynnik przewodnictwa jonowego materiału membranowego / odchylenie standardowe;
P_d	- podatek dochodowy;	Σ	- suma;
		τ	- dyspozycyjność bloku;

Indeks dolny:

A	- amortyzacja;	BE	- blok energetyczny;
ASU	- tlenownia;	BZA	- bez zastąpienia;
B	- brutto;		

CC	- instalacja oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla;	PDW	- pompa dwutlenku węgla;
CO2	- dwutlenek węgla;	PG	- pompa główna;
D	- doprowadzone;	PL	- popiół lotny;
DYS	- dyspozycyjne;	POW	- powietrze;
e	- eksploatacja;	PP	- pozapaliwowe;
eCO2	- emisja dwutlenku węgla;	PS	- pompa skroplin;
EF	- elektrofiltr;	PSU	- pompa skroplin upustowych;
EKS	- ekspander;	PW	- potrzeby własne/wymiennik regeneracyjny;
el	- elektryczne;	r	- remonty;
F	- zasilanie;	RET	- retentat;
G	- generator elektryczny;	RP	- rurociągi parowe;
GC	- GateCycle;	s	- stałe;
i	- wewnętrzna;	SDW	- sprężarka spalin;
IMiUE	- instytut maszyn i Urzędzeń Energetycznych;	SE	- silnik elektryczny;
K	- kocioł;	SP	- sprężarka powietrza / średnioprężna;
KND	- kondensator;	SPA	- spaliny;
L	- likwidacja;	SR	- środowisko;
m	- mechaniczne	STR	- straty;
MEM	- membrana;	TP	- turbina parowa;
MW	- młyn węglowy;	u	- ubezpieczenie;
N	- netto;	UT	- utleniacz;
NP	- niskoprężna;	W	- wyprowadzone;
o	- osobowe;	WC	- wymiennik ciepła;
O2	- tlen;	wl	- wlotowy;
obr	- zmiana kapitału obrotowego;	WO	- wartość oczekiwana;
ODG	- odgazowywacz;	WP	- wysokoprężna;
ODZ	- odzysk ciepła;	wyl	- wylotowy;
op	- operacyjne;	wyl_s	- wylotowy dla adiabaty odwracalnej;
ORC	- organiczny obieg rankiena;	Z	- zastępczy;
OTP	- układ turbiny parowej;	z	- zmienne;
P	- przenikający/permeujący, pompa;	ZA	- zatrudnienie;
PA	- para wodna;	ZAS	- zastąpienie;
PAL	- paliwo;	ZPR	- zatrudnienie pracownika na rok;
		ZPW	- zastąpienie podgrzewaczy wody;

1. Wstęp

W niniejszym rozdziale rozprawy doktorskiej opisano problematykę emisji dwutlenku węgla zarówno od strony prawa panującego w Unii Europejskiej jak i od strony sposobów redukcji tej emisji. Przedstawiono również przegląd literaturowy odnoszący się do technologii spalania tlenowego (ang. oxy-combustion), ponieważ w pracy analizowane jest jedno z rozwiązań tej technologii. Dodatkowo zaprezentowano dane statystyczne odnoszące się do obecnego stanu Polskiego sektora energetycznego takie jak roczna produkcja energii elektrycznej, czy średnia sprawność generacji energii elektrycznej w Polsce.

1.1. Obecny stan sektora energetycznego w Polsce

Według stanu sektora elektroenergetycznego w Polsce z dnia 30 września 2013 roku [135] zainstalowana moc elektryczna wynosiła 38490,1 MW. Moc ta w elektrowniach OZE (Odnawialne Źródła Energii) osiągała 3459,8 MW [135]. W Polsce większość mocy elektrycznej z odnawialnych źródeł energii może być produkowana w elektrowniach wiatrowych (około 93%). Moc zainstalowana w elektrociepłowniach przemysłowych oraz elektrowniach zawodowych wodnych wynosiła odpowiednio 1869,5 MW [135] oraz 2198,5 MW [135] (w tym 1330 MW z elektrowni szczytowo-pompowych [135]). Elektrownie zawodowe ciepłe produkują znaczną część Polskiej energii elektrycznej. Moc zainstalowana w tym przypadku wynosiła w dniu 30 września 2013 roku 30926,3 MW [135]. Wśród tych elektrowni wyróżnić można elektrownie na węgiel kamienny (20066,0 MW [135]), na węgiel brunatny (9420,5 MW [135]) oraz elektrownie zasilane gazem (873,6 MW [135]). W Polskim sektorze elektroenergetycznym znajdują się następujące kondensacyjne elektrownie zawodowe:

- Elektrownia Bełchatów, moc elektryczna zainstalowana 5298 MW - 12 podkrytycznych bloków kondensacyjnych opalanych węglem brunatnym o mocach nominalnych 370 MW (opracowywane w latach 70-tych); jeden nadkrytyczny blok kondensacyjny opalany węglem brunatnym o mocy nominalnej 858 MW oraz sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto równej około 42% - Emisja całkowita dwutlenku węgla przypadająca na produkcję energii elektrycznej brutto wynosi 1084 kg/MWh. [128], [117]
- Elektrownia Kozienice, moc elektryczna zainstalowana 2820 MW - 8 podkrytycznych bloków kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym (kotły pyłowe OP-650-040)

- o mocach nominalnych 200 MW; 2 podkrytyczne bloki kondensacyjne opalane węglem kamiennym (kotły pyłowe AP-1650) o mocy nominalnej równej 500 MW (Pierwszy blok o mocy 200 MW oddano do eksploatacji w 1972 roku, a ostatni blok 500 MW w 1979 roku). [119], [117]
- Zespół Elektrowni Dolna Odra, moc elektryczna zainstalowana 1984 MW, osiągnięta moc cieplna 662 MW [117]:
 - Elektrownia Dolna Odra - 6 podkrytycznych bloków kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym o łącznej mocy nominalnej elektrycznej równej 1362 MW i cieplnej 100,81 MW (Oddanych do eksploatacji w latach 1974÷1977); [131]
 - Elektrownia Szczecin (Elektrociepłownia) - jeden podkrytyczny blok upustowo-kondensacyjny zasilany biomasą (kocioł fluidalny) o nominalnej mocy elektrycznej równej 68,5 MW oraz ciepłowniczej równej 162,1 MW (kocioł oddany do eksploatacji w październiku 2011 roku);[131]
 - Elektrownia Pomorzany - moc elektryczna wynosi 134,2 MW, a cieplna 323,5 MW.[131]
 - Elektrownia Połaniec, moc elektryczna zainstalowana 1811 MW 7 podkrytycznych bloków kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym ze współpalaniem biomasy (kotły pyłowe EP 650-137) o nominalnych mocach równych 225 MW(Oddanych do eksploatacji w latach 1979÷1983); jeden podkrytyczny blok kondensacyjny opalany biomasą „zielony blok”(kocioł fluidalny) o nominalnej mocy równej 205 MW (Synchronizacja z KRS - październik 2012). [127], [117]
 - Elektrownia Rybnik, moc elektryczna zainstalowana 1775 MW - 8 podkrytycznych bloków kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym (kotły pyłowe OP650) - emisja dwutlenku węgla dla całej elektrowni wyniosła w 2013 roku 8 385 181 Mg/rok. [117], [118]
 - Elektrownia Jaworzno III, moc elektryczna zainstalowana 1535 MW, osiągnięta moc cieplna 372 MW: [117]
 - Elektrownia III - 6 podkrytycznych bloków kondensacyjnych zasilanych węglem kamiennym (kocioł pyłowy OP-650, produkcji RAFAKO S.A.) o nominalnych mocach równych 5x225 MW oraz 1x220MW. [121], [132]
 - Elektrownia II (Elektrociepłownia kondensacyjna) - jeden podkrytyczny blok z turbiną kondensacyjno-upustową opalany węglem kamiennym (kocioł

pyłowy PK-10p, producent Podolska Fabryka Kotłów) o nominalnej mocy elektrycznej równej 60 MW oraz osiągalnej mocy cieplnej równej 91 MW; 2 podkrytyczne bloki z turbinami kondensacyjno-upustowymi zasilane węglem kamiennym (Kotły fluidalne CFB - 260, producent Foster Wheeler) o nominalnych mocach elektrycznych równych 70 MW oraz osiągalnej mocy cieplnej równej 115 MW. [121], [132]

- Elektrownia Turów, moc elektryczna zainstalowana 1499 MW - 3 podkrytyczne bloki kondensacyjne zasilane węglem brunatnym (kotły fluidalne) o mocach nominalnych równych 235 MW (Odbiory bloków po modernizacji w latach 2000-2002); 3 podkrytyczne bloki kondensacyjne zasilane węglem brunatnym (kotły fluidalne) o mocach nominalnych równych 260 MW (Odbiory tymczasowe bloków po modernizacji w latach 2003-2004) - w 2013 roku elektrownia wyemitowała 9 994 790 Mg CO₂. [130], [117]
- Elektrownia Opole, moc elektryczna zainstalowana 1492 MW - 4 podkrytyczne bloki kondensacyjne opalane węglem kamiennym o mocach nominalnych 370 MW (Oddanych do eksploatacji w latach 1993-1997). [129]
- Elektrownia Pątnów I, moc elektryczna zainstalowana 1200 MW - 6 podkrytycznych bloków kondensacyjnych opalanych węglem brunatnym o nominalnych mocach równych 200 MW. [133], [117]
- Elektrownia Łaziska, moc elektryczna zainstalowana 1155 MW, osiągnięta moc cieplna 196 MW - 2 podkrytyczne bloki kondensacyjne opalane węglem kamiennym o mocach nominalnych równych 125 MW; 3 podkrytyczne bloki kondensacyjne opalane węglem kamiennym o mocach nominalnych równych 225 MW, jeden podkrytyczny blok kondensacyjny opalany węglem kamiennym o mocy nominalnej równej 230 MW. [132]
- Elektrownia Łagisza, moc elektryczna zainstalowana 820 MW, osiągnięta moc cieplna 335 MW - 3 podkrytyczne bloki kondensacyjno-upustowe opalane węglem kamiennym o mocach nominalnych równych 120 MW; nowoczesny nadkrytyczny blok kondensacyjny opalany węglem kamiennym (sprawność wytwarzania całej elektrowni przy wskaźniku zużycia paliwa w roku 2000 równym 9731 KJ/KWh_{brutto} wynosi 37%). [132], [117]
- Elektrownia Siersza, moc elektryczna zainstalowana 666 MW, osiągnięta moc cieplna 36,5 MW - 2 podkrytyczne bloki kondensacyjne opalane węglem kamiennym

oraz mułem węglowym (kotły fluidalne OFz-425, produkcji RAFAKO S.A.) o mocach nominalnych elektrycznych równych 153 MW (powstałe po modernizacji z 1996 roku); 3 podkrytyczne bloki kondensacyjne opalane węglem kamiennym (kotły pyłowe OP-380k, produkcji RAFAKO S.A.) o mocach nominalnych elektrycznych równych 120 MW. [117], [132], [122]

- Elektrownia Ostrołęka B, moc elektryczna zainstalowana 647 MW, 3 podkrytyczne bloki kondensacyjne opalane węglem kamiennym o mocach nominalnych równych 221 MW, 200 MW oraz 226 MW.[117], [125]
- Elektrownia Adamów, moc elektryczna zainstalowana 600 MW - 5 podkrytycznych bloków kondensacyjnych opalanych węglem brunatnym oraz biomasą o łącznej mocy elektrycznej równej 600 MW.[117], [124], [133]
- Elektrownia Pątnów II, moc elektryczna zainstalowana 474 MW - jeden nadkrytyczny blok kondensacyjny opalany węglem brunatnym o nominalnej mocy równej 474 MW, sprawność netto bloku równa 41% . [133], [117]
- Elektrownia Skawina, moc elektryczna zainstalowana 440 MW, osiągnięta moc cieplna 588 MW - podkrytyczna elektrociepłownia pracująca w układzie kolektorowym: 9 kotłów parowych opalanych węglem kamiennym, 5 turbozespołów o mocach nominalnych równych 4x110 MW oraz 1x 50 MW.[117], [116]
- Elektrownia Stalowa Wola, moc elektryczna zainstalowana 330 MW, osiągnięta moc cieplna 465,9 MW [117]:
 - Elektrownia II - podkrytyczna elektrociepłownia w układzie kolektorowym: 4 kotły pyłowe OP-150 (Rafako S.A.) opalane węglem kamiennym, jeden turbozespół ciepłowniczy przeciwpoprężny 7UC60 (Zamech) o nominalnej mocy elektrycznej równej 60 MW i mocy cieplnej 190 MW, jeden turbozespół upustowo-kondensacyjny PT-30/40 (LMZ) o nominalnej mocy elektrycznej równej 41 MW i mocy cieplnej 85 MW; [132], [123]
 - Elektrownia III - 2 podkrytyczne bloki kondensacyjne opalane węglem kamiennym (kotły pyłowe OP-380k, firmy RAFAKO S.A.) o mocach nominalnych elektrycznych równych 125 MW.[132], [123]
- Elektrownia Konin, moc elektryczna zainstalowana 198 MW, osiągnięta moc cieplna 336 MW - 6 kotłów energetycznych opalanych węglem brunatnym i 3 turbozespoły na parametry podkrytyczne w układzie kolektorowym; jeden podkrytyczny blok energetyczny opalany biomasą o mocy nominalnej równej 55 MW. [133], [117]

- Elektrownia Blachownia, moc elektryczna zainstalowana 165 MW, osiągnięta moc cieplna 85 MW - 3 podkrytyczne bloki energetyczne opalane węglem kamiennym (kocioł pyłowy OP-215) o mocach nominalnych równych 55 MW (Modernizacja turbin parowych odbyła się w latach 1997-1999). [120], [117]

Z powyższych danych statystycznych wywnioskować można, że większość Polskiej zainstalowanej mocy elektrycznej jest generowana w elektrowniach kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym.

1.2. Pozycja Unii Europejskiej względem emisji dwutlenku węgla

W marcu 2006 roku przyjęto i opublikowano Zieloną Księgę „Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii”. Została ona przyjęta przez Komisję Europejską, a jej głównym celem jest osiągnięcie bezpieczeństwa sektora energetycznego poprzez sformułowanie odpowiednich kierunków polityczno - ekonomicznych. Cel ten ma być osiągnięty zgodnie z polityką zrównoważonego rozwoju oraz polityką przeciwdziałania zmianom klimatu. Zgodnie z tym na Szczycie Rady Europejskiej, który odbył się w dniach 8 i 9 marca 2007 roku w celu ograniczenia wzrostu średniej globalnej temperatury do poziomu o 2 °C wyższego od temperatury sprzed okresu uprzemysłowienia, przyjęto plan działań integrujący politykę energetyczną i klimatyczną wspólnoty tzw. pakiet klimatyczno-energetyczny. Plan ten jest następstwem porozumienia wypracowanego na konferencjach Ramowej Konwencji ONZ w sprawie Zmian Klimatu z 1992 roku w Rio de Janeiro oraz w 1997 roku w Kyoto, a zakłada on:

- a. zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do roku 2020 co najmniej o 20% względem emisji z 1990 roku;
- b. racjonalizację wykorzystania energii i w konsekwencji ograniczenie jej zużycia o 20%;
- c. zwiększenie udziału energii produkowanej z odnawialnych źródeł energii do 20% całkowitego zużycia energii średnio w Unii Europejskiej w 2020 roku;
- d. osiągnięcie co najmniej 10% udziału biopaliw w paliwach transportowych;

Największe znaczenie dla sektora energetycznego Unii Europejskiej mają trzy pierwsze wymienione założenia (a - c). Spowodowane jest to tym, że sektor ten emituje 34% światowej [126] emisji dwutlenku węgla powstałego w skutek działania człowieka. Pierwszym sposobem, który spełnia jednocześnie założenie (a i b) jest zwiększenie sprawności

wytwarzania energii elektrycznej (dokładniejszy opis znajduje się w podrozdziale 1.3 niniejszej pracy), jej przesyłu oraz zmniejszenie jej strat występujących u odbiorców końcowych. Kolejnym proponowanym rozwiązaniem problemu jest zwiększenie ilości elektrowni korzystających z odnawialnych źródeł energii (realizujące jednocześnie założenie a i c). Należy jednak pamiętać, że w tym przypadku ograniczenia wywodzą się z warunków klimatycznych oraz dostępności tych źródeł energii w poszczególnych krajach Unii Europejskiej. Można również stosować energetykę atomową, spełniającą założenie (a), jednak sytuacje społeczno - polityczne panujące w niektórych państwach skutecznie uniemożliwiają wprowadzanie tych technologii. Ostatnim rozwiązaniem jest zastosowanie sekwestracji oraz składowania dwutlenku węgla (systemy *CCS - Carbon Capture and Storage*). Metody wychwytu CO₂ opisane są szerzej w podrozdziale 1.3.. Składowanie dwutlenku węgla może być realizowane np. poprzez wtłaczanie go w miejsce wydobywanej ropy naftowej wspomagając jej wydobycie ze złoża czy tłocząc go na dno morskie. Unia Europejska wymaga by w aktualnie projektowanych oraz budowanych blokach uwzględniono możliwość dodania do infrastruktury bloku instalacji CCS. Bloki takie nazywane są z języka angielskiego *Capture Ready*.

Jak powszechnie wiadomo budowa bloków energetycznych z instalacjami CCS czy przebudowa istniejących generuje dodatkowe koszty budowy, remontów oraz eksploatacji tejże instalacji. Dlatego też Parlament Europejski wystosował dyrektywę 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE. Dyrektywa ta doprowadziła do powstania Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (ang. European Union Emissions Trading System - EU ETS), który to jest pierwszym oraz największym systemem handlu emisjami dwutlenku węgla na świecie. Pierwszy etap EU ETS trwający od 2005 do 2007 roku obejmował około 12 tysięcy instalacji, które emitowały około 40% całkowitej emisji dwutlenku węgla w Unii Europejskiej. Wśród tych instalacji były układy wytwarzania energii elektrycznej o nominalnej mocy większej od 20 MW, przetwórstwo metali nieżelaznych, przemysł mineralny i przemysł papierniczy. Zweryfikowane emisje pokazują wzrost emisji CO₂ w tym etapie o 1.9% [126]. Drugi etap EU ETS (trwający od 2008 do 2012 roku) znacznie rozszerzył zakres systemu. Warto podkreślić, że na tym etapie przystąpiły trzy kraje spoza Unii Europejskiej: Islandia, Lichtenstein i Norwegia.

Od przyjętej w Pakiecie Energetyczno-Klimatycznym reformy strukturalnej dyrektywy mającej miejsce 12 grudnia 2008 roku przez kraje Unii Europejskiej obowiązuje zakup

uprawnień do emisji CO₂ (EUA - European Union Emission Allowances of one tone of CO₂) na giełdzie przez firmy przemysłu energochłonnego i wytwarzania energii elektrycznej po wykorzystaniu puli uprawnień przyznanej Państwom Członkowskim UE [41]. Obowiązek ten wprowadzono w obecnym trzecim etapie EU ETS trwającym od 1 stycznia 2013 roku, a mającym skończyć się w dniu 31 grudnia 2020 roku. W etapie tym wprowadzono szereg zmian przez reformę strukturalną rynku CO₂, w tym roczny współczynnik redukcyjny na poziomie 1,74% (odpowiadający za 20% redukcji emisji CO₂ w UE do roku 2020). Planowany jest kolejny etap EU ETS, który miałby trwać od 1 stycznia 2021 do 31 grudnia 2028. W dniach 23-24 października 2014 szefowie rządów Państw Członkowskich mieli przyjąć lub odrzucić, na zasadzie jednomyślności, dwie propozycje zmian do obowiązującego Pakietu Klimatycznego z 2008, przedstawionych przez Komisję Europejską:

- podwyższenie współczynnika redukcji z 1,74% na 2,2% odpowiadający za zmniejszenie emisji o 43% w latach 2021-2030 w sektorach ETS w stosunku do roku 2005. [60]

- utworzenie MSR mechanizmu rezerwowego na rynku uprawnień emisjami, tzw. „set-aside”, wprowadzający instrument dla Komisji Europejskiej, która po roku 2021 będzie utrzymywała poziom cen na odpowiednio wysokim poziomie przez redukcję puli uprawnień w wysokości 12% rocznej puli ale nie mniej jak 100 mln. EUA. [26]

Ostatecznie w czwartek (23.10.2014) szefom państw i rządów UE-28 zgodzili się co do trzech następujących najważniejszych celów energetycznych:

- ograniczenie wewnętrznych emisji gazów cieplarnianych do roku 2030 o co najmniej 40% w porównaniu z poziomem z roku 1990 (między innymi poprzez podwyższenie współczynnika redukcji z 1,74% na 2,2% począwszy od 2021 r.). [98]

- udział energii ze źródeł odnawialnych w energii zużywanej w UE ma wynosić co najmniej 27% w 2030 r. [98]

- osiągnięcie w pełni funkcjonującego i połączonego wewnętrznego rynku energii (osiągnięcie minimalnego celu wynoszącego 10% istniejących elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych – na zasadzie priorytetu i nie później niż do 2020 roku oraz celu wynoszącego 15% do 2030 r.). [98]

Obecnie obowiązującymi regulacjami prawnymi Unii Europejskiej są następujące akty prawne Parlamentu Europejskiego i Rady:

- Dyrektywa 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE. [31]
- Dyrektywa 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) - Dyrektywa ta łączy w całość dyrektywę 2008/1/WE (zwaną dyrektywą IPPC) i sześć innych dyrektyw dotyczących emisji przemysłowych. [43]
- Dyrektywa 2001/42/WE z dnia 27 czerwca 2001 r. w sprawie oceny wpływu niektórych planów i programów na środowisko. [32]
- Dyrektywa 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006. [42]
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/81/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza. [33]
- Dyrektywa 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko [44], która to częściowo uchyla Dyrektywa 2003/35/WE z dnia 26 maja 2003 r. przewidującą udział społeczeństwa w odniesieniu do sporządzania niektórych planów i programów w zakresie środowiska oraz zmieniająca w odniesieniu do udziału społeczeństwa i dostępu do wymiaru sprawiedliwości dyrektywy Rady 85/337/EWG i 96/61/WE [34].
- Dyrektywa 2003/4/WE z dnia 28 stycznia 2003 r. w sprawie publicznego dostępu do informacji dotyczących środowiska i uchylająca dyrektywę Rady 90/313/EWG. [35]
- [8] Dyrektywa 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE. [36]
- Dyrektywa 2004/101/WE z dnia 27 października 2004 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, z uwzględnieniem mechanizmów projektowych Protokołu z Kioto. [30]
- Dyrektywa 2008/101/WE z dnia 19 listopada 2008 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu uwzględnienia działalności lotniczej w systemie handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie. [38]

- Dyrektywa 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. [41]
- Dyrektywa 2004/35/WE z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu. [37]
- Dyrektywa 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE. [40]
- Dyrektywa 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko. [45]
- Dyrektywa 2009/21/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie zgodności z wymaganiami dotyczącymi państwa bandery [39]
- Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych. [27]
- Dyrektywa 85/337/EWG z dnia 27 czerwca 1985 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko naturalne. [46]
- Dyrektywa Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory. [47]
- Dyrektywa Rady 96/61/WE z dnia 24 września 1996 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli. [48]

1.3. Metody redukowania emisji dwutlenku węgla w energetyce zawodowej

Podczas wytwarzania energii elektrycznej wykorzystywane są różne źródła energii pierwotnej takie jak paliwa kopalne, paliwa jądrowe, energia geotermalna i odnawialne źródła energii. Negatywne nastawienie społeczeństwa do energetyki atomowej panujące w Polsce od katastrofy czwartego bloku elektrowni jądrowej w Czarnobylu (Ukraina) mającej miejsce 26 kwietnia 1986, spowodowało rezygnację z budowy pierwszej polskiej elektrowni tego typu w Żarnowcu (obecnie planowana jest budowa elektrowni atomowej). Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii stanowi około 9% całej produkowanej energii

[135]. W związku z tym znaczna część energii elektrycznej w Polsce wytwarzana jest przy wykorzystaniu paliw kopalnych, wśród których węgiel kamienny oraz brunatny stanowią zdecydowaną większość (2012 roku w Polsce 134,6 TWh z 162,1 TWh wytworzono w oparciu o węgiel kamienny i brunatny [111]).

Podczas procesu spalania paliw kopalnych (węgla) do atmosfery emitowane są pyły oraz zanieczyszczenia chemiczne takie jak dwutlenek węgla, dwutlenek siarki oraz tlenki azotu. Należy jednak pamiętać, że działalność człowieka nie jest jedyną przyczyną emisji szkodliwych substancji, ponieważ ich znaczna część pochodzi z naturalnych procesów fizykochemicznych zachodzących na ziemi. Sektor energetyczny dzięki ogromnej ilości przeprowadzonych badań od dawna stosuje skuteczne sposoby odpylania (filtry workowe, elektrofiltry czy cyklony), odsiarczania (metody suche i mokre odsiarczania spalin) oraz odazotowania spalin (metody pierwotne: np. dysze OFA; metody wtórne: np. selektywna redukcja katalityczna). Problem emisji dwutlenku węgla jest stosunkowo nowym zagadnieniem jak już wspomniano w podrozdziale 1.2. Jedną z metod redukcji tej emisji jest podnoszenie parametrów pary w obiegach parowych. Otóż elektrownie kondensacyjne o podkrytycznych parametrach pary świeżej 535 °C/17,7 MPa i wtórnie przegrzanej 535 °C/4,2 MPa osiągają sprawność netto rzędu 40÷41 %, co związane jest z emisją 816÷836 kgCO₂/MWh przy spalaniu węgla kamiennego lub 895÷917 kgCO₂/MWh przy spalaniu węgla brunatnego. Dalsze obniżenie emisji związane jest ze wzrostem sprawności wytwarzania energii elektrycznej. W przypadku elektrowni kondensacyjnych opalanych węglem związane jest to z wprowadzeniem nadkrytycznych i supernadkrytycznych parametrów pary. Wprowadzenie bloków o mocy 600 MW i parametrach pary 600 °C/29 MPa i 600 °C/5 MPa powoduje obniżenie emisji do 830 kgCO₂/MWh (węgiel kamienny). Blok o parametrach pary 650 °C/30 MPa i 670 °C/6,5 MPa osiągać może sprawność 45,5 % przy emisji 795 kgCO₂/MWh. Wprowadzenie tych bloków do energetyki nastąpić może na początku lat 20 tego wieku. W dalszej kolejności spodziewać się można wprowadzenia parametrów pary 700 °C/35 MPa i 720 °C/7,5 MPa, co wiąże się ze sprawnością 47,7 % i emisją 757 kgCO₂/MWh.

Radykalne obniżenie emisji CO₂ z bloków opalanych węglem wymaga wprowadzenia do nich instalacji CCS. Rozpatruje się tutaj trzy technologie: pre-combustion, post-combustion i oxy-combustion. W każdym przypadku ich wdrożenie wiąże się ze znaczącym obniżeniem sprawności wytwarzania energii elektrycznej w bloku ([8], [73], [139]).

Metoda post-combustion polega na wychwycie dwutlenku węgla ze strumienia spalin powstałych w procesie spalania paliw w atmosferze powietrznej. Spaliny składają się w dużej mierze z azotu i dwutlenku węgla, a na odseparowaniu tych dwóch składowych skupiają się te technologie. Technologie post-combustion z zastosowaną absorpcją chemiczną [12] do wychwytu CO₂ (głównie 30 procentowy roztwór MEA lub MDEA) może być już wdrażana powodując utratę sprawności od 9 do 12 p.p. ([9], [25], [79], [97], [104]). Obniżenia tej utraty sprawności poszukuje się poprzez zmniejszenie energochłonności stosowanych absorbentów (dzisiaj normą jest około 3,5 MJ na kg usuniętego CO₂), wprowadzenie separacji membranowej ze względnie tanimi membranami o bardzo dobrych własnościach ([57], [68], [73], [74]) albo też przez głęboką integrację wszystkich instalacji elektrowni ([8], [56]).

W technologiach pre-combustion usuwanie CO₂ związane jest z układami IGCC (Integrated Gas Combined Cycle). Podczas procesu zgazowania zachodzącego w reaktorze, węgiel reaguje z tlenem i parą wodną tworząc gaz syntezowy. Skład tego gazu jest różny dla różnych typów reaktorów zgazowania, ale jego głównymi składnikami pozostają CO, H₂, CO₂ i resztkowy N₂. W wodno-gazowym reaktorze tzw. „shift” następuje konwersja CO za pomocą pary wodnej do CO₂ i H₂. Dalej przed spalaniem separuje się CO₂ z gazu syntezowego wykorzystując różne metody (absorpcji chemicznej lub fizycznej, adsorpcji, separacji membranowej). Utrata sprawności wytwarzania energii elektrycznej względem układów bez instalacji wychwytu i sprężania dwutlenku węgla wynosi 9÷12 p.p. ([25], [56], [80], [106]). Aktualnie intensywnie rozwijane jest zgazowanie biomasy [71]. Wraz z wykorzystaniem powstałego gazu do produkcji energii elektrycznej ([81], [103], [107]).

W blokach typu oxy, dzięki wyeliminowaniu tzw. balastu azotowego, produkowane są spaliny bogate w CO₂, co po odseparowaniu wilgoci znacznie ułatwia jego wychwyty. Wadą tej technologii jest konieczność dostarczenia do procesu spalania strumienia tlenu o odpowiedniej czystości. Technologia produkcji tlenu wykorzystuje wszystkie dostępne metody rozdziału mieszanin gazowych tj. absorpcję chemiczną, procesy kriogeniczne czy membrany wysokotemperaturowe. Separacja kriogeniczna jest technologią opanowaną w skali 6÷8 tys. ton_{O₂}/dobę, jednakże wiąże się z dużą energochłonnością, w konsekwencji sprawność elektrowni obniża się o 8÷10,5 p.p. ([14], [24], [29], [58], [83], [104], [105], [136]). Obniżenie energochłonności produkcji tlenu można też poszukiwać przez użycie membran polimerowych do wzbogacenia powietrza w tlen (do około 30÷40 %) i następnie zastosować separację kriogeniczną [54]. Technologia produkcji tlenu przy użyciu membran

ceramicznych wysokotemperaturowych jest rozwijana w skali laboratoryjnej [51]. Membranowe separacje tlenu z powietrza w temperaturze 700÷900 (950 °C) dzielone są na dwa typy: three-end i four-end. Analizowano szereg różnych elektrowni zintegrowanych z produkcją tlenu przy użyciu HTM np. [13], [49], [86] i [96]. Produkcja tlenu jest w tym wypadku dużo mniej energochłonna w konsekwencji sprawność elektrowni obniżyć się może o 6÷8 p.p. ([15], [16], [110], [141]), a nawet mniej w przypadku wykorzystania ciepła odpadowego i pełnej integracji wszystkich instalacji np. do 4 p.p. w [63] i 5,5 p.p. w [76].

1.4.Przegląd literatury

Wśród grup badawczych analizujących zeroemisyjne bloki energetyczne na świecie należy wyróżnić placówkę „National Energy Technology Laboratory” (NETL) należącą do Amerykańskiego departamentu energii „U.S. Department of Energy” (DOE). Agencja ta prowadzi szereg badań nad technologiami pre-combustion, post-combustion oraz oxy-combustion. Jednak w tym podrozdziale skupiono się na technologii, która opracowywana jest w niniejszej rozprawie doktorskiej, czyli ostatniej z wymienionych. Laboratorium NETL opublikowało w 2010 roku raport [21] w którym przedstawiło analizę termodynamiczną pięciu wariantów nadkrytycznej (24.1 MPa / 593 °C / 593 °C) oraz pięciu wariantów ultranadkrytycznej (27.6 MPa / 649 °C / 649 °C) elektrowni typu oxy. We wszystkich przypadkach wykorzystano tlenownię kriogeniczną.

Drugi raport NETL opublikował w 2012 roku [3]. Przedstawiono w nim analizę 8 wariantów bloku typu oxy. Warianty (Case) 1 i 1A wykorzystują technologię wysokotemperaturowych membran separacyjnych do separacji tlenu. Obydwa warianty dotyczą bloku kondensacyjnego wyposażonego w tlenowy kocioł pyłowy zasilany węglem kamiennym. Wykorzystano w nich moduł membranowy typu three-end. Różnica polega na tym, że w drugim przypadku poza ekspanderem oraz sprężarką powietrza zastosowano dodatkowo komorę spalania zasilaną gazem ziemnym. W pozostałych przypadkach wykorzystano kriogeniczną separację tlenu (Case 3, 4, 5, 6 i 7). Jednakże podczas tworzenia wariantu podsumowującego badania (cumulative case), ponownie wykorzystano wysokotemperaturową membranę separacyjną zabudowaną w module three-end.

Zastosowanie wysokotemperaturowych membran separacyjnych w tlenowniach bloków energetycznych jest również jednym z przedmiotów prac badawczych współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach Kontraktu SP/E/2/6642020/10 - Strategiczny Program Badań - Zaawansowane technologie pozyskiwania energii:

opracowanie technologii spalania tlenowego w kotłach pyłowych i fluidalnych, zintegrowanych z wychwytywaniem CO₂. Analizuje się w nim między innymi:

- Integrację wysokotemperaturowych membran separacyjnych zabudowanych w modułach typu three-end z blokami energetycznymi wyposażonymi w tlenowe kotły fluidalne ([63], [64], [65]).

- Integrację wysokotemperaturowych membran separacyjnych zabudowanych w modułach typu four-end z blokami energetycznymi wyposażonymi w tlenowe kotły pyłowe ([76], [77], [78], [89], [146]).

- Integrację kriogenicznych tlenowni z blokami energetycznymi wyposażonymi zarówno w tlenowe kotły fluidalne ([29], [55], [69]) jak i pyłowe ([10], [11], [145]).

Poza tym analizowane są moduły membranowe przez naukowców zagranicznych ([14], [15], [16], [24], [53], [141]) jak i krajowych [51]. Badaniom przede wszystkim poddawane są materiały z których wykonywane są takie membrany, oraz wpływ ich grubości oraz temperatury, w której następuje separacja tlenu na strumień tlenu przenikającego przez membranę.

Na świecie powstały lub powstają następujące instalacje pilotażowe pracujące w technologii oxy-spalania [5]:

- Callide, Queensland, Australia (Grudzień 2008 - rozpoczęcie fazy demonstracyjnej [115]);
- Cubillos del Sil, Leon, Hiszpania;
- Daqing, prowincja Heilongjiang, Chiny;
- Drax, North Yorkshire, Wielka Brytania;
- Kimberlina, California, USA;
- Lacq, Francja;
- Schwarze Pumpe, Brandenburgia, Niemcy;
- Windsor, Connecticut, USA.

1.5.Cel i zakres pracy

Celem rozprawy jest analiza efektywności termodynamicznej i ekonomicznej bloku energetycznego pracującego w technologii oxy-spalania. Blok wyposażony jest w tlenowy kocioł pyłowy opalany węglem kamiennym, instalację wychwytu i sprężania CO₂, instalację

produkcji tlenu oraz turbinę parową. Charakterystyczne dla instalacji wytwarzania tlenu -ASU (ang. Air Separation Unit) jest to, że pracuje ona w innowacyjnej, aktualnie intensywnie rozwijanej technologii membran wysokotemperaturowych - HTM (ang. High Temperature Membrane) - typu four-end. W pracy analizowane będą trzy bloki o mocy 600 MW: pierwszy na parametry nadkrytyczne, a dwa pozostałe na parametry ultranadkrytyczne. Blok nadkrytyczny pracuje na parametrach pary świeżej 650°C/30 MPa, oraz pary wtórnej 670°C/6 MPa. Jeden z bloków ultranadkrytyczny pracuje na parametrach pary świeżej 700°C/36 MPa i pary wtórnej 720°C/7,5 MPa. Natomiast w drugim z bloków ultranadkrytycznych zastosowano dodatkowy drugi wtórny przegrzew pary o parametrach 720°C/1,4 MPa. Wszystkie bloki zasilane są węglem kamiennym.

Zasadniczym celem rozprawy w zakresie termodynamiki jest opracowanie algorytmu obliczeniowego sprawności wytwarzania energii elektrycznej w analizowanym bloku. Badany będzie wpływ wielu parametrów procesowych na wymienioną sprawność. Celem pracy było także opracowanie sposobów zmniejszenia ubytku sprawności badanych bloków względem bloków referencyjnych (wyposażonych w klasyczne kotły powietrzne bez instalacji CCS). Celem obliczeń ekonomicznych jest wyznaczenie podstawowych wskaźników ekonomicznych, w tym ceny sprzedaży energii elektrycznej z badanego układu. Charakterystyki ekonomiczne wyznaczone będą zarówno w funkcji parametrów procesowych jak i makro oraz mikroekonomicznych. Dodatkowo przeprowadzona jest analiza ryzyka ekonomicznego. Podczas tej analizy wyznaczone zostały histogramy oraz dystrybuanty wybranego wskaźnika ekonomicznego.

Zakres rozprawy:

- Budowa modeli obliczeniowych
 - instalacji kotła pyłowego,
 - instalacji ASU według technologii HTM four-end,
 - instalacji CCS,
 - bloku parowego.
- Integracja modeli.
- Opracowanie algorytmu wyznaczania sprawności wytwarzania energii elektrycznej w badanym układzie oraz jej wyznaczenie.

- Badanie wpływu wybranych parametrów pracy na sprawność układu (Dotyczy to głównie parametrów układu ASU takich jak: stopień odzysku tlenu, temperatura i ciśnienie pracy membrany).
- Analiza możliwości zwiększenia sprawności wytwarzania energii elektrycznej w badanym układzie.
- Opracowanie algorytmu obliczeń ekonomicznych i założeń do tych obliczeń.
- Określenie charakterystyk ekonomicznych.
- Wyznaczenie jednostkowej emisji CO₂.
- Opracowanie algorytmu analizy ryzyka ekonomicznego.
- Określenie charakterystyk ryzyka ekonomicznego.

2. Struktura analizowanego bloku energetycznego i metodologia badań

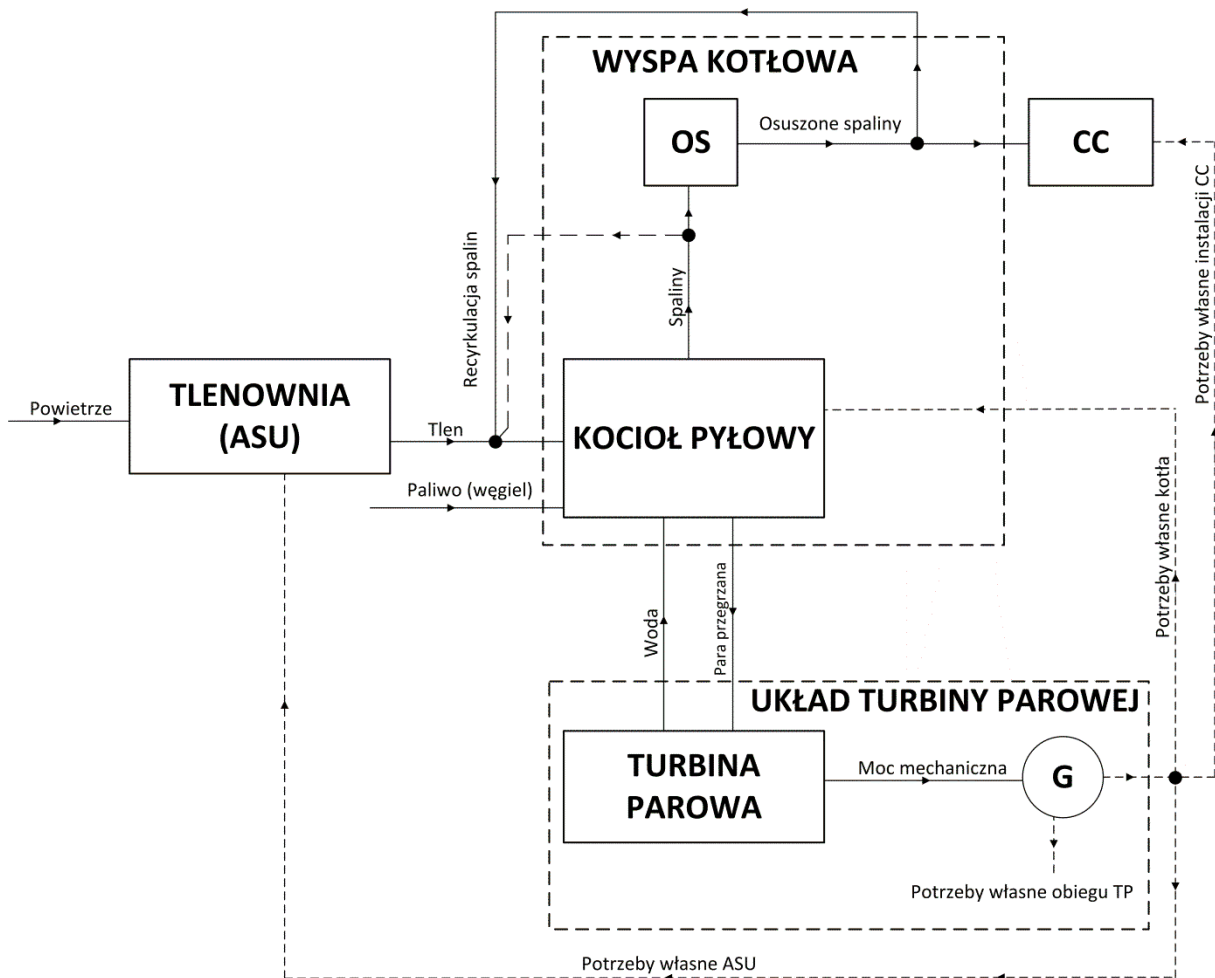
W niniejszym rozdziale opisano ogólną zasadę działania bloku energetycznego typu oxy oraz przedstawiono szczegółową strukturę jednego z wariantów takiego bloków wraz z jego opisem.

2.1. Ogólna struktura układu i metodologia badań

Ogólną strukturę bloku kondensacyjnego pracującego w technologii spalania tlenowego (zwaną także technologią oxy-spalania - ang. oxy-combustion) przedstawiono na **Rys. 2.1.** Blok ten składa się z:

- a. Wyspy kotłowej w skład której wchodzi między innymi kocioł pyłowy oraz układ oczyszczania i osuszania spalin (OS);
- b. Układu turbiny parowej;
- c. Instalacji separacji powietrza zwanej także tlenownią (ang. Air Separation Unit - ASU);
- d. Instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla (Carbon Capture unit - CC), powstałego w procesie spalania.

Kocioł produkuje parę zasilającą obieg turbiny parowej, gdzie energia strumienia strugi pary przekształcana jest na energię mechaniczną. Następnie energia ta wykorzystywana jest do napędu generatora elektrycznego (G). Tlen produkowany w tlenowni po uprzednim zmieszaniu ze spalinami recyrkulowanymi podawany jest do kotła jako utleniacz. Zawartość tlenu w utleniaczu ma ogromny wpływ na maksymalną temperaturę spalin w komorze paleniskowej kotła (wyższa zawartość tlenu skutkuje podniesieniem tej temperatury maksymalnej - [2], [23], [82]) oraz temperaturę zapłonu paliwa (wyższa zawartość tlenu skutkuje obniżeniem temperatury zapłonu). W związku z tym wielkość ta nie powinna silnie odbiegać od zawartości tlenu w powietrzu. Dzięki tak prowadzonemu procesowi spalania paliwa w kotle produkowane są spaliny składające się głównie z dwutlenku węgla oraz wody (wilgoci). Wprowadzane są one do instalacji oczyszczania i osuszania spalin, a następnie do instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla. W tej ostatniej spaliny są przygotowywane do transportu (sprężanie spalin oraz zwiększanie zawartości CO₂).



Rys. 2.1. Ogólny schemat elektrowni oxy

Jednym z najistotniejszych wskaźników pracy bloku energetycznego jest sprawność wytwarzania energii elektrycznej bloku netto ($\eta_{el,N}$). Dla każdego układu energetycznego można ją wyznaczyć według następującego wzoru:

$$\eta_{el,N} = \frac{N_{el,B} - \Sigma N_{PW}}{\dot{m}_{PAL} \cdot W_d} \quad (2.1)$$

Gdzie:

- $N_{el,B}$ - moc elektryczna bloku energetycznego brutto;
- ΣN_{PW} - suma mocy potrzeb własnych bloku energetycznego;
- \dot{m}_{PAL} - strumień paliwa dostarczonego do komory paleniskowej;
- W_d - wartość opalowa paliwa.

Sprawność tą w przypadku bloków kondensacyjnych uzależnić można od ciepła doprowadzonego do układu turbiny parowej ($\dot{Q}_{OTP,D}$). Wówczas wzór ten przyjmuje następującą postać:

$$\eta_{el,N} = \frac{N_{el,B}}{\dot{Q}_{OTP,D}} \cdot \frac{\dot{Q}_{OTP,D}}{\dot{m}_{PAL} \cdot W_d} \cdot \left(1 - \frac{\Sigma N_{PW}}{N_{el,B}} \right) \quad (2.2)$$

Wykorzystując zależność na sprawność termiczną kotła:

$$\eta_K = \frac{\dot{Q}_{OTP,D}}{\dot{m}_{PAL} \cdot W_d} \quad (2.3)$$

oraz na sprawność obiegu turbiny parowej:

$$\eta_{OTP} = \frac{N_{el,B}}{\dot{Q}_{OTP,D}} \quad (2.4)$$

zależność (2.2) przyjmuje następującą postać:

$$\eta_{el,N} = \eta_{OTP} \cdot \eta_K \cdot \left(1 - \frac{\Sigma N_{PW}}{N_{el,B}} \right) \quad (2.5)$$

Jeżeli założymy, że moc elektryczna brutto analizowanej elektrowni ($N_{el,B}$) oraz ciepło doprowadzone do obiegu turbiny parowej ($\dot{Q}_{OTP,D}$) są stałe, to sprawność obiegu turbiny parowej jest stała (η_{OTP}). Wówczas sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej dla takiego bloku jest zależna jedynie od sprawności termicznej kotła (η_K) oraz mocy potrzeb własnych bloku (ΣN_{PW}). Ta moc potrzeb własnych dla bloku wykorzystującego technologie spalania tlenowego, zależy od sumy mocy potrzeb własnych tlenowni ($N_{PW,ASU}$), wyspy kotłowej ($N_{PW,K}$), obiegu turbiny parowej ($N_{PW,OTP}$) oraz instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla ($N_{PW,CC}$):

$$\Sigma N_{PW} = N_{PW,ASU} + N_{PW,CC} + N_{PW,K} + N_{PW,OTP} \quad (2.6)$$

Równanie (2.5) można również zapisać w funkcji wskaźnika potrzeb własnych bloku (δ) tak jak w [76]:

$$\eta_{el,N} = \eta_{OTP} \cdot \eta_K \cdot (1 - \delta) = \eta_{el,B} \cdot (1 - \delta) \quad (2.7)$$

Gdzie:

$\eta_{el,B}$ - sprawność wytwarzania energii elektrycznej brutto.

Wówczas wskaźnik potrzeb własnych występujący w tym równaniu wyznaczyć można w następujący sposób:

$$\delta = \frac{\sum N_{PW}}{N_{el,B}} = \delta_{ASU} + \delta_{CC} + \delta_K + \delta_{OTP} \quad (2.8)$$

Gdzie:

$$\delta_{ASU} = \frac{N_{PW,ASU}}{N_{el,B}} \quad - \text{wskaźnik potrzeb własnych tlenowni};$$

$$\delta_{CC} = \frac{N_{PW,CC}}{N_{el,B}} \quad - \text{wskaźnik potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO}_2;$$

$$\delta_K = \frac{N_{PW,K}}{N_{el,B}} \quad - \text{wskaźnik potrzeb własnych wyspy kotłowej};$$

$$\delta_{OTP} = \frac{N_{PW,OTP}}{N_{el,B}} \quad - \text{wskaźnik potrzeb własnych obiegu turbiny parowej}.$$

Poza sprawnością wytwarzania energii elektrycznej netto dla niskoemisyjnych bloków kondensacyjnych istotnymi wskaźnikami pracy są jednostkowe emisje dwutlenku węgla względem wyprodukowanej energii elektrycznej brutto ($e_{CO_2,B}$) i netto ($e_{CO_2,N}$). Zależą one przede wszystkim od strumień CO₂ emitowany do atmosfery (\dot{m}_{eCO_2}), a wyznaczone są według następujących wzorów:

$$e_{CO_2,B} = \frac{\dot{m}_{eCO_2}}{N_{el,B}} \quad (2.9)$$

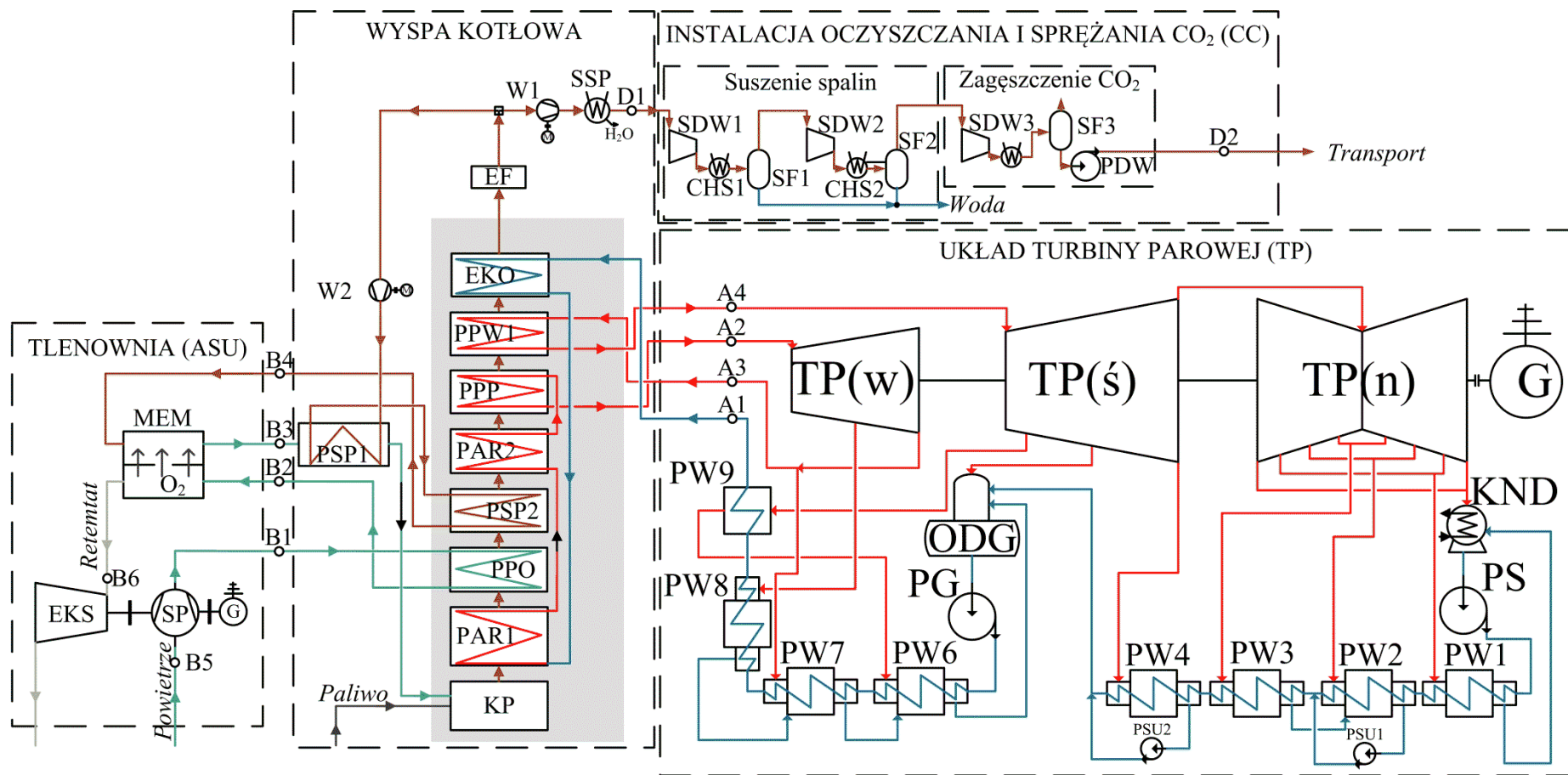
$$e_{CO_2,N} = \frac{\dot{m}_{eCO_2}}{N_{el,B} - \sum N_{PW}} \quad (2.10)$$

Zależności między innymi na moc bloku netto, ciepło doprowadzone do obiegu turbiny oraz moce potrzeb własnych poszczególnych instalacji wchodzących w skład elektrowni typu oxy przedstawiono w dalszej części rozprawy doktorskiej.

2.2. Szczegółowa struktura układu

Analizowano w rozprawie doktorskiej trzy warianty elektrowni typu oxy oznaczone jako wariant W1, W2 oraz W3. We wszystkich analizowanych wariantach tej elektrowni zastosowano wysokotemperaturową membranę separacyjną (zwaną także jonową membranę separacyjną) do separacji tlenu z powietrza. W pierwszym z analizowanych wariantów (W1)

zastosowano nadkrytyczne parametry pary, a w dwóch pozostałych (W2 i W3) ultranadkrytyczne parametry pary. Poza tymi parametrami występują także różnice w strukturach wyspy kotłowej oraz układu turbiny parowej. Na **Rys. 2.2.** przedstawiono szczegółowy schemat wariantu W1 zintegrowanego bloku typu oxy. Jest to wariant podstawowy, a dwa pozostałe są jego uzupełnieniem i rozszerzeniem, dlatego schematy oraz wyniki dla nich przedstawiono w załącznikach.



Rys. 2.2. Szczegółowy schemat wariantu W1 elektrowni typu oxy

Najistotniejszym elementem układu turbiny parowej jest turbina parowa (TP) podzielona na trzy części: wysokoprężną (w) do której kierowana jest para świeża o parametrach nadkrytycznych (650 °C/30 MPa), średnioprężną (ś) gdzie trafia para wtórnie przegrzana o parametrach (670 °C/6 MPa) i niskoprężną (n). Następnymi elementami są niskoprężna oraz wysokoprężna regeneracja ciepła. Pierwsza z nich składa się z czterech (PW1÷4) wymienników regeneracyjnych. Natomiast wysokoprężna regeneracja ciepła składa się z trzech regeneracyjnych podgrzewaczy wody (PW6÷8) oraz schładzacza pary (PW9). W wysokoprężnej części turbiny parowej (TP(w)) zastosowany jest jeden upust pary, który zasila trzeci wysokoprężny regeneracyjny podgrzewacz wody (PW8). Strumień pary wylotowej z tej części turbiny dzielony jest na dwa. Część tej pary zasila drugi wysokoprężny regeneracyjny podgrzewacz wody (PW7), a pozostała para trafia do wtórnego przegrzewu pary. W średnioprężnej części turbiny parowej (TP(ś)) zastosowano trzy upusty pary. Pierwszy z nich zasila schładzacz pary (PW9) oraz pierwszy wysokoprężny regeneracyjny podgrzewacz wody (PW6). Natomiast drugi i trzeci upust z tej części turbiny parowej zasila odpowiednio odgazowywacz (ODG) oraz czwarty niskoprężny regeneracyjny podgrzewacz wody (PW4). Strumień pary wylotowej kierowany jest do części niskoprężnej turbiny parowej (TP(n)). Zastosowano w niej trzy upusty pary zasilające kolejno trzeci (PW3), drugi (PW2) oraz pierwszy (PW1) niskoprężny regeneracyjny podgrzewacz wody. Para wylotowa z tej części turbiny parowej wraz ze skroploną parą upustową z wymiennika PW1 kierowana jest do kondensatora (KND). Powstałe skropliny trafiają następnie poprzez pompę skroplin (PS) do niskoprężnej regeneracji ciepła. Wewnątrz tej regeneracji skropliny z PW3 wprowadzane są do PW2, a następnie poprzez pompę skroplin upustowych (PSU1) kierowane są do głównego strumienia kondensatu za wymiennikiem PW2. Natomiast skroplona para z PW4 mieszana jest z kondensatem za tym wymiennikiem po uprzednim podniesieniu ciśnienia w pompie skroplin upustowych (PSU2). Kondensat po opuszczeniu niskoprężnej regeneracji ciepła wprowadzany jest do odgazowywacza (ODG). Do tego elementu doprowadzana jest również skroplona para upustowa z wysokoprężnej regeneracji ciepła. Następuje tutaj odgazowanie kondensatu oraz doprowadzenie go do stanu cieczy nasyconej. Tak przygotowana woda trafia do głównej pompy obiegowej (PG). Czynnik obiegowy z pompy wprowadzany jest kolejno do pierwszego (PW6), drugiego (PW7), trzeciego (PW8) regeneracyjnego podgrzewacza wody oraz do schładzacza pary (PW9). Woda obiegowa wypływająca z wysokoprężnej regeneracji ciepła wprowadzana jest do kotła.

W analizowanym bloku energetycznego zastosowano tlenowe kotły pyłowe. Do komory paleniskowej kotła (KP) podawany jest utleniacz oraz paliwo (węgiel kamienny). Utleniacz stanowi mieszaninę tlenu z ASU oraz spalin recykulowanych. Przed wprowadzeniem do komory paleniskowej utleniacz ten jest schładzany w pierwszym podgrzewaczu spalin recykulowanych (PSP1). W komorze paleniskowej następuje spalanie pyłu węglowego. Powstały podczas tego procesu żużel jest usuwany z kotła, a spaliny wraz z pyłem lotnym oddają ciepło w następujących wymiennikach: podzielonym na dwie części parowaczu (PAR1 i PAR2), podgrzewaczu powietrza (PPOW), drugim podgrzewaczem spalin recykulowanych (PSP2), przegrzewaczem pary pierwotnej (PPP), przegrzewaczem pary wtórnej (PPW1) oraz ekonomizerze (EKO). Podział parowacza spowodowany jest koniecznością podgrzania powietrza oraz spalin recykulowanych do wymaganej przez metodę separacji tlenu wysokiej temperatury (700-900 °C). Schłodzone zapyłone spaliny trafiają do elektrofiltru (EF), gdzie wychwytywany jest popiół lotny. Następnie odpyłone spaliny dzielone są na dwa strumienie. Pierwszy z nich włączany jest przez wentylator wyciągowy spalin (WS1) do osuszacza spalin (SSP). Przygotowane w nim spaliny wysyłane są do instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla (CC). Drugi strumień spalin pobierany z elektrofiltru (EF) nazywanych spalinami recykulowanymi, trafia do pierwszego (PSP1) oraz drugiego (PSP2) podgrzewacza spalin recykulowanych. W wymiennikach tych gaz podgrzewany jest do temperatury pracy membrany separacyjnej (MEM), a następnie wprowadzany jest do tlenowni (ASU).

Tlenownia w analizowanych wariantach elektrowni typu oxy jest niezwykle ważną instalacją. Zapewnia ona niezbędny strumień tlenu o odpowiedniej czystości do przeprowadzenia procesu spalania w komorze paleniskowej tlenowego kotła pyłowego. Strumień ten pochodzi z procesu separacji tlenu z powietrza. W analizowanych przypadkach zastosowano wysokotemperaturową membranę separacyjną (ang. High Temperature Membrane - HTM) do tego procesu. Membrana ta nazywana jest również tlenową jonową membraną (ang. Ionic Oxygen Membrane - IOM). Proces separacji odbywa się w wysokiej temperaturze, ze względu na konieczność jonizacji tlenu, która to następuje w temperaturach wyższych od 700 °C. Wspomniane membrany tworzone są z materiałów będących jonowymi przewodnikami tlenu, a siłą wymuszającą przenikanie (permeację) tlenu jest różnica cząstkowych ciśnień tlenu po obu jej stronach. Powietrze niezbędne do działania tlenowni pobierane z otoczenia wprowadzane jest do sprężarki powietrza (SP). Sprężony gaz podgrzewany jest w kotle do temperatury pracy membrany, a następnie wprowadzany jest

do modułu membranowego (MEM) po stronie zasilania. Tutaj następuje separacja tlenu z powietrza. Gaz pozostały po odseparowaniu tlenu zwany retentatem wprowadzany jest do ekspandera (EKS), gdzie jest rozprężany w celu wytworzenia energii mechanicznej. Następnie rozprężony gaz opuszcza tlenownię. Zastosowany ekspander napędza sprężarkę powietrza. W razie niedoboru mocy do napędu stosowany jest dodatkowy silnik elektryczny, a w razie nadmiaru dodatkowo napędzany jest generator elektryczny. Do modułu membranowego (MEM) po drugiej stronie membrany (strona tzw. permeatu) wprowadzane są podgrzane uprzednio w kotle spaliny recykulowane. Tutaj następuje mieszanie się przenikającego tlenu z tymi spalinami. Powstała mieszanina gazów wprowadzana jest do kotła jako utleniacz.

Instalacja oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla (CC) składa się z dwóch zasadniczych części. W pierwszej z nich następuje dalsze osuszanie spalin pobieranych z kotła. Spaliny te trafiają najpierw do pierwszej sekcji sprężarki spalin (SDW1). Następnie są one chłodzone w pierwszej chłodnicy spalin (CHS1). Część wody znajdująca się w spalinach ulega skropleniu. Tak przygotowane spaliny trafiają do pierwszego separatora fazowego, gdzie następuje oddzielenie fazy ciekłej od gazowej. Faza ciekła w tym przypadku składa się w większości z wody. Faza gazowa wprowadzana jest do drugiej sekcji sprężarki spalin (SDW2), drugiej chłodnicy spalin (CHS2) oraz drugiego separatora fazowego (SF2). Podobnie jak w przypadku pierwszego separatora fazowego separowana jest woda, a następnie ciecz ta z obydwu separatorów wyprowadzona jest z instalacji. Osuszony gaz wysyłany jest do drugiej części instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla. W tej części następuje zagęszczenie dwutlenku węgla. W tym celu spaliny sprężane są w trzeciej sekcji sprężarki spalin (SDW3), a następnie są schładzane w trzeciej chłodnicy spalin (CHS3) do temperatury w której następuje skroplenie dwutlenku węgla w danym ciśnieniu. Tak przygotowany gaz trafia do trzeciego separatora fazowego (SF3) gdzie dzielony jest na fazę ciekłą i gazową. Faza gazowa o niskiej zawartości dwutlenku węgla wypuszczana jest do atmosfery. Natomiast faza ciekła składająca się w większości z CO₂ wprowadzana jest do pompy dwutlenku węgla (PDW), gdzie jej ciśnienie jest podnoszone do ciśnienia transportowego.

Szczegółowy schemat wariantu W2 oraz W3 analizowanej elektrowni typu oxy wraz z opisem występujących różnic znajduje się odpowiednio w załączniku A oraz załączniku B.

3. Modelowanie pracy komponentów analizowanych elektrowni

W niniejszym rozdziale znajdują się założenia obliczeniowe oraz opisy modeli instalacji wchodzących w skład trzech wariantów analizowanego bloku energetycznego typu oxy. Do modelowania wykorzystano następujące programy komputerowe:

- Gate Cycle - układ turbiny parowej, kocioł pyłowy typu oxy oraz tlenownia;
- Aspen - instalacja oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla.

3.1. Modelowanie obiegu turbiny parowej

W rozprawie doktorskiej analizie poddano trzy warianty układu turbiny parowej, których struktury przedstawiono odpowiednio w podrozdziale 2.2., załączniku A. oraz załączniku B.. Poza różnicami w schematach zastosowano także różne założenia dotyczące elementów układu z których najważniejszymi są parametry pary. W dalszej części rozprawy opisano parametry pracy badanych w literaturze bloków energetycznych, oraz przedstawiono wyniki zamodelowania obiegu turbiny parowej.

3.1.1. Wybór parametrów pracy układu turbiny parowej

Podczas analizy światowej literatury natknięto się na wiele założeń dotyczących zarówno parametrów pary jak i mocy brutto kondensacyjnych bloków energetycznych. Wartymi wyróżnienia są następujące analizowane elektrownie kondensacyjne:

- nadkrytyczna elektrownia kondensacyjna (z pyłowym kotłem) o mocy elektrycznej brutto 660 MW, parametrach pary świeżej ($537\text{ °C}/24,22\text{ MPa}$) oraz temperaturze pary wtórnie przegrzanej (537 °C) - analizowana przez autorów np. w [52];
- nadkrytyczna elektrownia kondensacyjna (z pyłowym kotłem) o mocy elektrycznej brutto 1000 MW, parametrach pary świeżej ($600\text{ °C}/26,3\text{ MPa}$) oraz pary wtórnie przegrzanej ($600\text{ °C}/4,8\text{ MPa}$) - analizowana przez autorów np. w [140];
- nadkrytyczna elektrownia kondensacyjna (z pyłowym kotłem) o mocy elektrycznej brutto 660 MW oraz 800 MW, parametrach pary świeżej ($600\text{ °C}/29\text{ MPa}$) oraz pary wtórnie przegrzanej ($620\text{ °C}/6,2\text{ MPa}$) - analizowana przez autorów np. w [134];
- nadkrytyczna elektrownia kondensacyjna (z pyłowym kotłem) o mocy elektrycznej brutto 900 MW, parametrach pary świeżej ($653\text{ °C}/30,3\text{ MPa}$) oraz pary wtórnie przegrzanej ($672\text{ °C}/6\text{ MPa}$) - analizowana przez autorów w rozprawach doktorskich [93] i [59] oraz w

ramowym Strategicznym Programie Badawczym pt.: „Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii” - zadanie nr 1 - Opracowanie technologii dla wysokosprawnych zeroemisyjnych bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin” kierowanym przez prof. T. Chmielniaka;

- nadkrytyczna elektrociepłownia z turbiną upustowo-kondensacyjną (z pyłowym kotłem) o mocy elektrycznej brutto 900 MW, parametrach pary świeżej (650 °C/30 MPa) oraz pary wtórnie przegrzanej (670 °C/6 MPa) - analizowana przez autorów w [75] i [6];

- ultra-nadkrytyczna elektrownia kondensacyjna (z pyłowym kotłem) o mocy elektrycznej brutto 900 MW, parametrach pary świeżej (700 °C/37,5 MPa) oraz wtórnie przegrzanej (720 °C/13 MPa oraz 720 °C/3 MPa)- analizowana przez autorów np. w [137];

- ultra-nadkrytyczna elektrownia kondensacyjna (z pyłowym kotłem) o mocy elektrycznej brutto 900 MW, parametrach pary świeżej (700 °C/35 MPa) oraz pary wtórnie przegrzanej (720 °C/7,5 MPa) - analizowana przez autorów w [114], [84] oraz w rozprawie doktorskiej [113];

Trzeba wyraźnie zwrócić tutaj uwagę, że wiele z wyżej wymienionych bloków analizowanych było szczegółowo w pracach Strategicznego Programu Badań pt.: „Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii” realizowanego przez polskie ośrodki naukowe i przemysł w latach 2010-2015 na zlecenie Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR).

Dodatkowo w Programie Rozwoju Technologii Województwa Śląskiego na lata 2010 - 2020 [99] wymieniona jest technologia „2.1. Zaawansowane technologie spalania węgla w obiektach energetyki zawodowej. - 2.1.2. Bloki kondensacyjne węglowe pyłowe na parametry ultranadkrytyczne (36 MPa,700/720°C/720°C).” Analizuje się również wytrzymałości elementów kotła takich jak wymienniki ciepła na temperaturę oraz ciśnienie pary. W [112], [144] i [143] badane są przede wszystkim materiały, które można eksploatować między innymi w temperaturach 650 °C, 750 °C oraz 800 °C. Natomiast w [95] badane są elementy turbin parowych pracujących w nadkrytycznych parametrach pary.

Dobrano w związku z powyższym w wariantcie pierwszym (W1) nadkrytyczne parametry pary świeżej równe 650 °C/30 MPa oraz pary wtórnie przegrzanej równe 670 °C/6 MPa. W wariantach W2 oraz W3 założono ultranadkrytyczne parametry pary świeżej równe 700 °C/35 MPa oraz parametry pary wtórnie przegrzanej równe 720 °C/7,5 MPa. Dodatkowo w ostatnim z wariantów (W3) dodano drugi wtórny przegrzew pary o parametrach

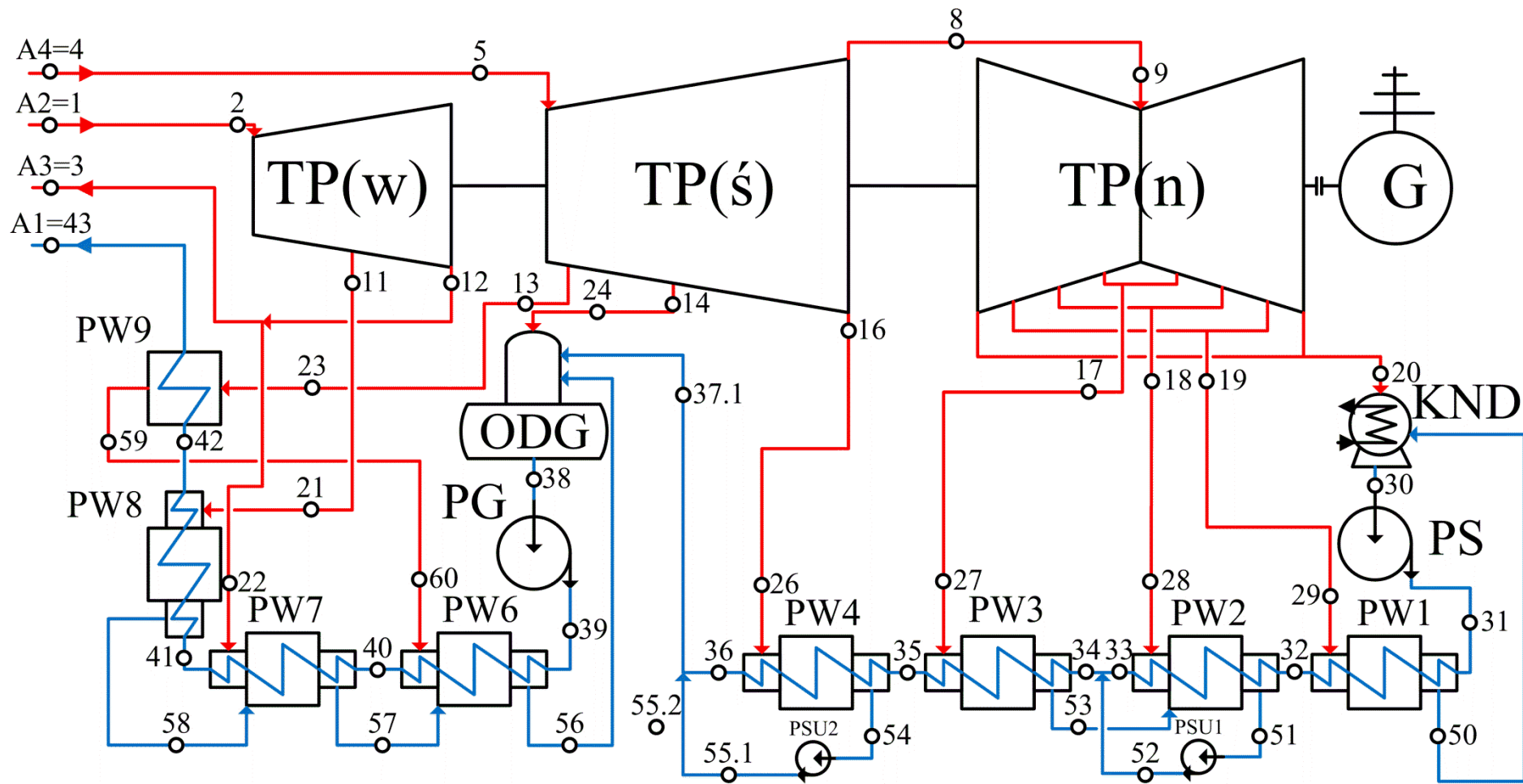
720 °C/1,4 MPa. Moc elektryczna brutto dla wszystkich analizowanych wariantów jest równa 600 MW.

3.1.2. Założenia oraz wyniki dla modelu obliczeniowego układu turbiny parowej

Schemat wariantu W1 układu turbiny parowej wraz z zaznaczonymi punktami charakterystycznymi przedstawiono na **Rys. 3.1**. Podstawowe założenia dla analizowanego wariantu są następujące:

- 1) Moc elektryczna bloku brutto - 600MW;
- 2) Parametry pary świeżej przed turbiną - 650 °C oraz 30 MPa;
- 3) Parametry pary wtórnie przegrzanej przed turbiną - 670 °C oraz 6 MPa;
- 4) Temperatura wody zasilającej kocioł równa 310 °C;
- 5) Ciśnienie w kondensatorze - 0,005 MPa;
- 6) Ciśnienie w odgazowywaczu - 1,2 MPa

Pozostałe założenia oparte na [92] zebrano w **Tab. 3.1**. (Są to głównie: temperatury oraz ciśnienia w istotnych punktach, straty mechaniczne turbiny, sprawności wewnętrzne grupy stopni turbiny oraz pomp, przyrosty temperatur w wymiennikach regeneracyjnych, sprawność generatora, sprawności cieplne wymienników oraz starty ciśnienia w wymiennikach ciepła i rurociągach) .



Rys. 3.1. Schemat wariantu W1 układu turbiny parowej

Tab. 3.1. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantu W1 układu turbiny parowej

Wielkość, jednostka	Wartość
Temperatura/ciśnienie pary świeżej na wyjściu z kotła, °C/MPa	654,9/31,1
Temperatura pary wtórnie przegrzanej na wyjściu z kotła, °C	672,4
Ciśnienie za pompą skroplin (PS), MPa	1,6
Straty mechaniczne turbiny, MW	6
Sprawność wewnętrzna grup stopni części wysokoprężnej turbiny (TP(w)), % [87]	90
Sprawność wewnętrzna grup stopni części średnioprężnej turbiny (TP(ś)), % [87]	93
Sprawność wewnętrzna grup stopni części niskoprężnej turbiny (TP(n)), % [87]	86
Sprawność wewnętrzna ostatniej grupy stopni części WP turbiny, % [87]	81
Spiętrzenie temperatur na zimnym końcu wymienników regeneracyjnych, K	10
Przyrost temperatury wody w wymiennikach regeneracji niskoprężnej (PW1-4), K	30
Przyrost temperatury wody w wymienniku regeneracji wysokoprężnej PW6, K	40
Temperatury wody na wylocie z wymiennika regeneracji wysokoprężnej PW8, °C	305
Różnica między temperaturą nasycenia dla pary upustowej a temperaturą kondensatu na wylocie z wymienników regeneracyjnych, K	3
Sprawność generatora, %	99
Sprawność wewnętrzna pomp, %	85
Sprawność cieplna wymienników regeneracyjnych, schładzacza pary i odgazowywacza, %	99,5
Względne straty ciśnienia w rurociągach pary do wymienników regeneracyjnych (PW1-5 oraz PW6-8) odgazowywacza (ODG) oraz schładzacza pary (PW9), %	2
Względna strata ciśnienia w rurociągu pary od schładzacza pary (PW9) do wymiennika regeneracyjnego PW6, %	1
Względne straty ciśnienia w wymiennikach regeneracyjnych niskoprężnych po stronie wody zasilającej, %	6
Względne straty ciśnienia w wymiennikach regeneracyjnych wysokoprężnych po stronie wody zasilającej, %	0,5
Względna strata ciśnienia w schładzaczu pary po stronie wody zasilającej, %	0,5
Względna strata ciśnienia czynnika obiegowego w kotle, %	11
Względna strata ciśnienia pary w przegrzewaczu wtórnym, %	3
Starta ciśnienia w rurociągach pary świeżej, MPa	1,1
Względna starta ciśnienia w rurociągach pary wtórnie przegrzanej, %	2,4
Względna strata ciśnienia w przelotni między częścią średnioprężną i niskoprężną turbiny, %	0,5

Model układu turbiny parowej stworzono w całości w programie Gate Cycle. Wykonano go wykorzystując następujące gotowe moduły:

- turbina parowa - wykorzystana do zamodelowania 10 (dla wariantów W1 i W2) lub 11 (dla wariantu W3) grup stopni wchodzących w skład trzech części turbiny parowej;
- podgrzewacze wody obiegowej zasilane parą wodną - wykorzystane do zamodelowania 4 (dla wariantu W1 bloku typu oxy) lub 5 (dla wariantów W2 i W3) niskoprężnych wymienników regeneracyjnych oraz 3 wysokoprężnych wymienników regeneracyjnych.

- wymiennik ciepła - wykorzystany do zamodelowania schładzacza pary w wysokoprężnej regeneracji ciepła;
- skraplacz;
- odgazowywacz;
- pompa - wykorzystana do zamodelowania pompy skroplin, pompy głównej obiegu oraz dwóch pomp skroplin upustowych;
- rurociąg - wykorzystany do zamodelowania strat ciśnienia w miejscach w których zostało ono założone.

Większość założeń występujących w **Tab. 3.1.** możliwa jest do wprowadzenia w wymienionych modułach w przewidzianych przez programistów rubrykach. Jedną z takich wielkości jest sprawność wewnętrzna grupy stopni turbiny parowej ($\eta_{i,TP}$), która to zdefiniowana jest przez następujący wzór:

$$\eta_{i,TP} = \frac{h_{wl} - h_{wyl}}{h_{wl} - h_{wyl_s}} \quad (3.1)$$

Gdzie:

h_{wl} - entalpia na wlocie do grupy stopni turbiny parowej;

h_{wyl} - entalpia na wylocie z grupy stopni turbiny parowej;

h_{wyl_s} - entalpia na wylocie z grupy stopni turbiny parowej dla przemiany adiabatycznej odwracalnej.

Kolejną wielkością jest współczynnik względnych strat ciśnienia czynnika przepływającego przez rurociąg lub wymiennik ciepła (ξ_a), który to zdefiniowany jest przez następujący wzór:

$$\xi_a = \frac{P_{a,wl} - P_{a,wyl}}{P_{a,wl}} \quad (3.2)$$

Gdzie:

$P_{a,wl}$ - ciśnienie czynnika na wlocie do elementu obiegu „a”;

$P_{a,wyl}$ - ciśnienie czynnika na wylocie z elementu obiegu „a”.

Sprawności wymienników ciepła (η_{wc}) (wymenników regeneracyjnych i schładzacza pary), zdefiniowane są przez następujący wzór:

$$\eta_{wc} = \frac{\dot{Q}_W}{\dot{Q}_D} \quad (3.3)$$

Gdzie:

\dot{Q}_W - strumień ciepła przekazanego czynnikowi podgrzewanemu;

\dot{Q}_D - strumień ciepła oddanego przez czynnik gorący.

Jednakże niektóre z wielkości wymienionych w **Tab. 3.1** nie zostały przewidziane w zastosowanych modułach. Pierwszą oraz jednocześnie najważniejszą z tych wielkości jest stała moc elektryczna brutto układu turbiny parowej. Moc ta wyznaczana jest według następującej zależności:

$$N_{el,B} = (N_{i,TP,WP} + N_{i,TP,SP} + N_{i,TP,NP} - \Delta N_m) \cdot \eta_G \quad (3.4)$$

Gdzie:

$N_{i,TP,WP}$ - moc wewnętrzna części wysokoprężnej turbiny parowej;

$N_{i,TP,SP}$ - moc wewnętrzna części średnioprężnej turbiny parowej;

$N_{i,TP,NP}$ - moc wewnętrzna części niskoprężnej turbiny parowej;

ΔN_m - straty mechaniczne turbiny parowej;

η_G - sprawność generatora elektrycznego.

W celu ustalenia tej wielkości na wymaganym poziomie wykorzystano element programu GateCycle jakim jest makro, które to umożliwia wprowadzanie własnych zależności do modelu. W tym konkretnym przypadku zastosowano funkcję, która iteracyjnie dąży do zrównania wspomnianej wcześniej mocy z wartością założoną, poprzez zmianę strumienia pary świeżej w układzie.

Kolejnymi wielkościami których nie da się bezpośrednio założyć w stworzonym modelu układu turbiny parowej są przyrosty temperatury na wymiennikach regeneracyjnych. Otóż w modułach tych wymienników zakłada się różnicę temperatur pomiędzy temperaturą skraplania pary wodnej, a temperaturą podgrzanej wody oraz w przypadku przechłodzenia skroplin spiętrzenie temperatur na zimnym końcu tego wymiennika. Dla tak poczynionych założeń temperatura podgrzanej wody oraz tym samym przyrost temperatury tej wody w wymienniku są wielkościami zależnymi od ciśnienia pary w upuście. Dlatego też zastosowano funkcję, która iteracyjnie dąży do zrównania wspomnianego przyrostu temperatury z założonym poprzez zmianę ciśnienia w upuście pary zasilającym ten

wymiennik. Taką funkcję zastosowano dla nisko i wysokoprężnych wymienników regeneracyjnych oprócz wymiennika PW4 (ciśnienie w upuście zależy od ciśnienia w przelotni między średnio i niskoprężną częścią turbiny parowej) i PW7 (ciśnienie w upuście zależy od ciśnienia wtórnego przegrzewu pary).

Następną wielkością której nie da się bezpośrednio założyć w modelu układu turbiny parowej jest sprawność cieplna odgazowywacza. Element ten jest mieszkankowym wymiennikiem ciepła, w którym na wylocie znajduje się woda o temperaturze nasycenia. W celu wprowadzenia tej sprawności do modelu obliczeniowego niezbędne jest wyznaczenie strumienia pary wypływającej do otoczenia. Następnie po to by zachować prawidłowy bilans masy w odgazowywaczu taki sam co do wartości strumień wody o niższej entalpii został z powrotem wprowadzany do odgazowywacza. Wyznaczenie tego strumienia wymaga uprzedniego określenia zależności na sprawność termiczną odgazowywacza:

$$\eta_{\text{ODG}} = \frac{\dot{Q}_{\text{ODG,D}} - \dot{Q}_{\text{ODG,STR}}}{\dot{Q}_{\text{ODG,D}}} \quad (3.5)$$

Gdzie:

$\dot{Q}_{\text{ODG,D}}$ - strumień ciepła doprowadzonego do odgazowywacza;

$\dot{Q}_{\text{ODG,STR}}$ - strumień strat ciepła w odgazowywacza.

Strumień ciepła doprowadzanego do odgazowywacza wyznaczono według zależności:

$$\dot{Q}_{\text{ODG,D}} = \dot{m}_{24} \cdot (h_{24} - h_{38}) + \dot{m}_{56} \cdot (h_{56} - h_{38}) \quad (3.6)$$

Gdzie:

\dot{m}_{24} - strumień pary upustowej na wlocie do odgazowywacza;

h_{24} - entalpia pary upustowej na wlocie do odgazowywacza;

\dot{m}_{56} - strumień skroplonej pary na wylocie z wysokoprężnego wymiennika regeneracyjnego PW6;

h_{56} - entalpia skroplonej pary na wylocie z wysokoprężnego wymiennika regeneracyjnego PW6;

h_{38} - entalpia wody na wylocie z odgazowywacza.

Natomiast strumień strat ciepła w odgazowywaczu wyznaczono według zależności:

$$\dot{Q}_{\text{ODG,STR}} = \dot{m}_{\text{P/W}} \cdot (h_{\text{PA,ODG}} - h_{38}) \quad (3.7)$$

Gdzie:

$\dot{m}_{p/w}$ - strumień pary wypływającej do otoczenia / wody wprowadzanej do odgazowywacza;

$h_{pA,ODG}$ - entalpia pary wypływającej do otoczenia;

h_{38} - entalpia wody wprowadzonej do odgazowywacza.

Po podstawieniu do wzoru (3.5) zależności (3.6) i (3.7) oraz drobnych przekształceniach otrzymano zależność na strumień pary wypuszczanej z odgazowywacza:

$$\dot{m}_{p/w} = \frac{(1 - \eta_{ODG}) \cdot [\dot{m}_{24} \cdot (h_{24} - h_{38}) + \dot{m}_{56} \cdot (h_{56} - h_{38})]}{(h_{pA,ODG} - h_{38})} \quad (3.8)$$

Entalpia pary wypływającej do otoczenia występująca w równaniach (3.7) i (3.8) jest entalpią nasycenia pary (2783,8 kJ/kg) dla ciśnienia panującego w odgazowywaczu (1,2 MPa). Wyznaczone parametry termodynamiczne pary oraz wody w charakterystycznych punktach trzech wariantów układu turbiny parowej pokazanych na **Rys. 3.1** przedstawione zostały w **Tab. 3.2**.

Tab. 3.2. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W1 obiegu turbiny parowej

Punkt	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg	Punkt	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg
1	412,78	31100,0	654,9	3605,8	31	262,14	1600,0	33,0	139,7
2	412,78	30000,0	650,0	3599,7	32	262,14	1504,0	63,0	264,9
3	348,60	6337,7	393,2	3153,9	33	262,14	1413,8	93,0	390,6
4	348,60	6147,5	672,4	3828,2	34	289,97	1413,8	91,1	382,6
5	348,60	6000,0	670,0	3823,5	35	289,97	1328,9	121,1	509,2
8	289,97	541,4	303,1	3070,0	36	289,97	1249,2	151,1	637,4
9	289,97	538,7	303,1	3070,0	37.1	304,80	1249,2	150,1	633,3
11	29,64	9794,2	456,6	3263,5	38	412,78	1200,0	188,0	798,5
12	383,14	6427,7	393,9	3153,9	39	412,78	35651,5	194,6	844,6
13	26,18	3307,1	565,4	3601,5	40	412,78	35473,3	234,6	1020,0
14	17,61	1224,5	411,6	3285,7	41	412,78	35295,9	275,8	1209,1
16	14,83	541,4	303,1	3070,0	42	412,78	35119,4	305,0	1351,9
17	14,93	230,4	213,2	2896,0	43	412,78	34943,8	310,0	1377,4
18	12,91	89,5	128,3	2734,3	50	13,83	26,2	43,0	180,0
19	13,83	26,7	0,976	2564,5	51	27,83	87,7	73,0	305,6
20	248,30	5,0	0,924	2375,6	52	27,83	1600,0	73,1	307,4
21	29,64	9598,3	455,5	3263,5	53	14,93	225,8	101,1	423,8
22	34,54	6299,1	392,9	3153,9	54	14,83	530,6	131,1	551,2
23	26,18	3240,9	565,1	3601,5	55.1	14,83	1600,0	131,2	552,5
24	17,61	1200,0	411,5	3285,7	56	90,36	3208,5	204,6	873,8
26	14,83	530,6	303,0	3070,0	57	64,18	6299,1	244,6	1059,8
27	14,93	225,8	213,1	2896,0	58	29,64	9598,3	285,8	1265,4
28	12,91	87,7	128,2	2734,3	59	26,18	3240,9	386,9	3197,2
29	13,83	26,2	0,977	2564,5	60	26,18	3208,5	386,6	3197,2
30	262,14	5,0	32,9	137,8					

Schemat, założenia oraz parametry termodynamiczne pary oraz wody w charakterystycznych punktach wariantu W2 oraz W3 układu turbiny parowej przedstawiono odpowiednio w załączniku C. i załączniku D..

Po zakończeniu obliczeń wykonanych na modelu układu turbiny parowej konieczne staje się wyznaczenie podstawowych wskaźników pracy tego układu jakimi są: sprawność termiczna obiegu parowego oraz jednostkowe zużycie ciepła. Pierwsza z wymienionych wielkości wyrażona jest wzorem (2.4). Znajdująca się w liczniku tej zależności moc elektryczna brutto analizowanego układu turbiny parowej (a tym samym moc elektryczna brutto bloku energetycznego) wyznaczana jest według (3.4). Poszczególne jej składniki można obliczyć wykorzystując wielkości z **Tab. 3.2.** według zależności:

$$N_{i,TP,WP} = \dot{m}_{12} \cdot (h_2 - h_{12}) + \dot{m}_{11} \cdot (h_2 - h_{11}) = \dot{m}_2 \cdot h_2 - \dot{m}_{11} \cdot h_{11} - \dot{m}_{12} \cdot h_{12} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} N_{i,TP,SP} &= \dot{m}_8 \cdot (h_5 - h_8) + \dot{m}_{16} \cdot (h_5 - h_{16}) + \dot{m}_{14} \cdot (h_5 - h_{14}) + \dot{m}_{13} \cdot (h_5 - h_{13}) = \\ &= \dot{m}_5 \cdot h_5 - \dot{m}_{13} \cdot h_{13} - \dot{m}_{14} \cdot h_{14} - \dot{m}_{16} \cdot h_{16} - \dot{m}_8 \cdot h_8 \end{aligned} \quad (3.10)$$

$$N_{i,TP,NP} = \dot{m}_{20} \cdot (h_9 - h_{20}) + \dot{m}_{19} \cdot (h_9 - h_{19}) + \dot{m}_{18} \cdot (h_9 - h_{18}) + \dot{m}_{17} \cdot (h_9 - h_{17}) = \\ = \dot{m}_9 \cdot h_9 - \dot{m}_{17} \cdot h_{17} - \dot{m}_{18} \cdot h_{18} - \dot{m}_{19} \cdot h_{19} - \dot{m}_{20} \cdot h_{20} \quad (3.11)$$

Strumień ciepła doprowadzonego do układu turbiny parowej określony jest wzorem:

$$\dot{Q}_{OTP,D} = \dot{m}_1 \cdot (h_1 - h_{43}) + \dot{m}_4 \cdot (h_4 - h_3) \quad (3.12)$$

Gdzie:

- \dot{m}_1 - strumień pary świeżej;
- h_1 - entalpia pary świeżej;
- h_{42} - entalpia wody na wlocie do kotła;
- \dot{m}_4 - strumień pary wtórnie przegrzanej;
- h_4 - entalpia pary wtórnie przegrzanej;
- h_3 - entalpia pary na wlocie do wtórnego przegrzewu;

Strumień ciepła wyprowadzonego w skraplaczu wyznaczono według następującego wzoru:

$$\dot{Q}_{KND,W} = \dot{m}_{20} \cdot h_{20} + \dot{m}_{50} \cdot h_{50} - \dot{m}_{30} \cdot h_{30} \quad (3.13)$$

Gdzie:

- \dot{m}_{20} - strumień pary mokrej wprowadzanej do skraplacza;
- h_{20} - entalpia pary mokrej wprowadzanej do skraplacza;
- \dot{m}_{50} - strumień kroplin upustowych wprowadzanych do skraplacza;
- h_{50} - entalpia kroplin upustowych wprowadzanych do skraplacza;
- \dot{m}_{30} - strumień kroplin wyprowadzanych ze skraplacza;
- h_{30} - entalpia kroplin wyprowadzanych ze skraplacza.

Suma strat ciepła występujące w rurociągu pary świeżej oraz wtórnie przegrzanej wyznaczono według następującej zależności:

$$\Sigma \dot{Q}_{RP,STR} = \dot{m}_1 \cdot (h_1 - h_2) + \dot{m}_4 \cdot (h_4 - h_5) \quad (3.14)$$

Gdzie:

- \dot{m}_1 - strumień pary świeżej na wyjściu z kotła;
- h_1 - entalpia pary świeżej na wyjściu z kotła;
- h_2 - entalpia pary świeżej na wejściu do turbiny parowej;

- \dot{m}_4 - strumień pary wtórnie przegrzanej na wyjściu z kotła;
 h_4 - entalpia pary wtórnie przegrzanej na wyjściu z kotła;
 h_5 - entalpia pary wtórnie przegrzanej na wejściu do turbiny parowej.

Wspomniane wcześniej jednostkowe zużycie ciepła jest wskaźnikiem pracy układu informującym o ilości ciepła zużytego w układzie turbiny parowej na wyprodukowanie 1 kWh energii elektrycznej. Wielkość ta wyznaczana jest według następującego wzoru:

$$q_c = 3600 \cdot \frac{\dot{Q}_{TP,D}}{N_{el,B}} \quad (3.15)$$

Ostatnią z wielkości charakteryzujących dany układ jest moc potrzeb własnych obiegu turbiny parowej. Wielkość ta wyznaczana jest według następującego wzoru:

$$N_{PW,OTP} = N_{PS} + N_{PG} + \Sigma N_{PSU} \quad (3.16)$$

Gdzie:

- N_{PS} - moc pompy skroplin z kondensatora;
 N_{PG} - moc pompy głównej obiegu turbiny parowej;
 ΣN_{PSU} - suma mocy pomp skroplin upustowych PSU1 i PSU2.

Moce wewnętrzne pomp wyznaczono według następującej ogólnej zależności:

$$N_{i,P} = \dot{m}_P \cdot (h_{P,wyl} - h_{P,wl}) = \dot{m}_P \cdot l_P \cong \dot{m}_P \cdot \frac{p_{P,wyl} - p_{P,wl}}{\rho_P \cdot \eta_{P,i}} \quad (3.17)$$

Gdzie:

- \dot{m}_P - strumień cieczy przepływającej przez pompę;
 $h_{P,wyl}$ - entalpia cieczy na wylocie z pompy;
 $h_{P,wl}$ - entalpia cieczy na wlocie do pompy;
 l_P - praca jednostkowa pompy;
 $p_{P,wyl}$ - ciśnienie cieczy na wylocie z pompy;
 $p_{P,wl}$ - ciśnienie cieczy na wlocie do pompy;
 ρ_P - gęstość cieczy na wlocie do pompy;
 $\eta_{P,i}$ - sprawność wewnętrzna pompy.

Wielkości wyznaczone według wzorów (2.4), (3.12), (3.13), (3.14), (3.15) i (3.16) dla wariantów W1, W2 oraz W3 obiegu turbiny parowej przedstawione zostały w **Tab. 3.3.**

Tab. 3.3. Wybrane wielkości charakterystyczne wyznaczone dla trzech wariantów obiegu turbiny parowej

Wielkość	Wariant		
	W1	W2	W3
Sprawność obiegu - rów. (2.4), %	51,95	54,24	56,19
Jednostkowe zużycie ciepła - rów. (3.15), kJ/kWh	6929,38	6637,22	6521,86
Ciepło doprowadzone do obiegu - rów. (3.12), kW	1154897,13	1106204,00	1087085,31
Ciepło wyprowadzone w skraplaczu - rów. (3.13), kW	556252,96	509299,93	485681,84
Straty ciepła w rurociągach pary świeżej i pary wtórnie przegrzanej - rów. (3.14), kW	4168,54	4429,64	5729,83
Moc potrzeb własnych obiegu TP - rów. (3.16), kW	20440,39	22595,38	18933,09
Wskaźnik potrzeb własnych obiegu TP, %	3,41	3,77	3,16

3.1.3. Sprawdzenie modelu obliczeniowego układu turbiny parowej.

Dla potrzeb sprawdzenia modelu obliczeniowego układu turbiny parowej przyjęto strukturę wariantu W1 przedstawioną na **Rys. 3.1**. Dla porównania przyjęto nieco inne założenia (głównie moc 460 MW, parametry pary świeżej i wtórnie przegrzanej), które zestawiono w **Tab. 3.4**.. Zrobiono tak ponieważ dla tych danych wykonano obliczenia kodem własnym Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych (IMiUE) Politechniki Śląskiej ([18], [20], [61], [85]).

Tab. 3.4. Założenia przyjęte do sprawdzenia modelu obliczeniowego układu turbiny parowej [61]

Wielkość, jednostka	Wartości
Moc elektryczna bloku brutto, MW	460
Temperatura pary świeżej na wyjściu z kotła i przed turbiną, °C	604,9; 600,0
Ciśnienie pary świeżej na wyjściu z kotła i przed turbiną, MPa	30,1; 29,0
Temperatura pary wtórnie przegrzanej na wyjściu z kotła i przed turbiną, °C	602,4; 600,0
Ciśnienie pary wtórnie przegrzanej na wejściu do turbiny, MPa	4,8
Sprawność energetyczna kotła, %	94
Ciśnienie w skraplaczu, odgazowywaczu i za pompą skroplin	0,005; 1,2; 1,6
Temperatura wody zasilającej, °C	297
Sprawność wewnętrzna grup stopni części WP, SP, NP turbiny oraz ostatniej grupy stopni części NP turbiny, %	90; 93; 86; 81
Sprawność generatora, %	99
Straty mechaniczne turbiny, MW	4,6
Sprawność wewnętrzna pomp, %	85
Sprawność wymienników regeneracyjnych, schładzacza pary i odgazowywacza, %	99,5
Straty ciśnienia w rurociągach pary do wymienników regeneracyjnych, schładzacza oraz odgazowywacza, %	2,0
Straty ciśnienia w rurociągach pary od schładzacza do wymiennika regeneracyjnego WP1, %	1,0
Straty ciśnienia wody przepływającej przez wymienniki regeneracyjne niskoprężne i wysokoprężne, %	6,0; 0,5
Straty ciśnienia czynnika obiegowego w kotle, przegrzewaczu wtórnym i rurociągach pary przegrzanej, %	11,0; 3,0; 1,4; 2,4
Straty przepływu między częścią SP i NP. turbiny, %	0,5
Spiętrzenia temperatur w wymiennikach regeneracyjnych niskoprężnych i wysokoprężnych, K	3
Przechłodzenie skroplin w wymiennikach regeneracyjnych niskoprężnych i wysokoprężnych, K	10
Przyrost temperatury wody na wymiennikach regeneracji niskoprężnej, K	30
Przyrost temperatury wody na wymienniku regeneracyjnym WP1, WP2 i WP3, K	30,00; 37,04; 30,57
Przyrost temperatury wody na schładzaczu pary	5

Przyjęte założenia zostały wykorzystane do obliczeń przeprowadzonych na modelu układu turbiny parowej wykonanym w programie GateCycle oraz modelu stworzonego za pomocą kodu Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej. Wielkością, którą wykorzystano do oceny modelu zbudowanego w programie GateCycle był błąd względny liczony dla tych samych wielkości uzyskiwanych w charakterystycznych punktach układu zaznaczonych na **Rys. 3.1**. Błąd względny obliczany jest według następującego wzoru:

$$\delta_z = \frac{|z_{\text{IMiUE}} - z_{\text{GC}}|}{z_{\text{IMiUE}}} \cdot 100\% \quad (3.18)$$

Gdzie:

δ_z - błąd względny ($z = \dot{m}; t; p; h$ - strumień masowy; temperatura; ciśnienie; entalpia);

z_{IMiUE} - wielkość wyznaczona w modelu stworzonego za pomocą kodu IMiUE;

z_{GC} - wielkość wyznaczona w modelu wykonanym w GateCycle;

Parametry termodynamiczne pary oraz wody w charakterystycznych punktach układu turbiny parowej pokazanych na **Rys. 3.1.** wyznaczone w obydwu modelach oraz błąd względny tych wielkości przedstawione zostały w **Tab. 3.5.**

Tab. 3.5. Parametry w poszczególnych punktach obiegu uzyskane w modelu opracowanym w programie GateCycle i modelu opracowanym w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych oraz obliczone błędy względne [61]

Punkt	Model opracowany w programie GateCycle				Model opracowany w IMiUE				Błędy względne, %			
	t, °C (x,-)	p, kPa	m, kg/s	h kJ/kg	t, °C (x,-)	p, kPa	m, kg/s	h, kJ/kg	δt (δx)	δp ,	δm ,	Δh ,
1	604,90	30100,0	336,07	3461,4	604,90	30100,0	336,04	3461,4	0,000	0,00	0,01	0,00
2	600,00	29000,0	336,07	3456,3	600,00	29000,0	336,04	3456,3	0,000	0,00	0,01	0,00
3	328,25	5070,1	284,43	3007,7	328,22	5072,0	284,39	3007,6	0,008	0,03	0,01	0,00
4	602,40	4918,0	284,43	3673,1	602,40	4918,0	284,39	3673,1	0,000	0,00	0,01	0,00
5	600,00	4800,0	284,43	3668,4	600,00	4800,0	284,39	3668,4	0,000	0,00	0,01	0,00
8	281,59	541,1	239,40	3025,4	281,52	541,2	239,38	3025,3	0,025	0,03	0,01	0,00
9	281,55	538,3	239,40	3025,4	281,48	538,5	239,38	3025,3	0,025	0,03	0,01	0,00
11	392,26	8162,2	25,60	3113,9	392,27	8165,2	25,60	3113,9	0,001	0,03	0,01	0,00
12	328,99	5142,1	310,47	3007,7	328,97	5144,0	310,43	3007,6	0,008	0,03	0,01	0,00
13	507,17	2747,7	17,46	3475,9	507,17	2748,6	17,46	3475,9	0,001	0,03	0,01	0,00
14	387,00	1224,5	15,09	3232,9	386,91	1224,5	15,09	3232,7	0,024	0,00	0,06	0,00
16	281,59	541,1	12,47	3025,4	281,52	541,2	12,47	3025,3	0,025	0,03	0,00	0,00
17	194,56	230,2	12,51	2858,3	194,48	230,3	12,51	2858,1	0,041	0,04	0,00	0,00
18	112,85	89,5	10,77	2703,3	112,77	89,6	10,77	2703,1	0,072	0,05	0,01	0,00
19	0,9646	26,7	11,54	2537,2	0,97	26,7	11,55	2537,0	0,038	0,09	0,06	0,00
20	0,9132	5,0	204,58	2350,5	0,91	5,0	204,55	2350,3	0,023	0,00	0,01	0,00
21	391,04	7999,0	25,60	3113,9	391,05	8001,9	25,60	3113,9	0,001	0,03	0,01	0,00
22	327,93	5039,3	26,04	3007,7	327,90	5041,2	26,04	3007,6	0,008	0,03	0,01	0,00
23	506,91	2692,7	17,46	3475,9	506,90	2693,7	17,46	3475,9	0,001	0,03	0,01	0,00
24	386,80	1200,0	15,09	3232,9	386,71	1200,0	15,09	3232,7	0,024	0,00	0,06	0,00
26	281,44	530,2	12,47	3025,4	281,37	530,4	12,47	3025,3	0,025	0,03	0,00	0,00
27	194,45	225,6	12,51	2858,3	194,37	225,7	12,51	2858,1	0,041	0,04	0,00	0,00
28	112,75	87,7	10,77	2703,3	112,67	87,8	10,77	2703,1	0,072	0,05	0,01	0,00
29	65,98	26,2	11,54	2537,2	66,00	26,2	11,55	2537,0	0,026	0,07	0,06	0,00
30	32,88	5,0	216,12	137,8	32,88	5,0	216,10	137,8	0,001	0,00	0,01	0,02
31	32,98	1600,0	216,12	139,7	33,00	1600,0	216,10	139,7	0,052	0,00	0,01	0,03
32	62,98	1504,0	216,12	264,9	63,00	1504,0	216,10	264,9	0,027	0,00	0,01	0,01
33	92,98	1413,8	216,12	390,6	93,00	1413,8	216,10	390,6	0,015	0,00	0,01	0,01
34	91,06	1413,8	239,40	382,5	91,07	1413,8	239,38	382,5	0,014	0,00	0,01	0,00
35	121,06	1328,9	239,40	509,1	121,07	1328,9	239,38	509,1	0,011	0,00	0,01	0,00
36	151,06	1249,2	239,40	637,3	151,07	1249,2	239,38	637,4	0,008	0,00	0,01	0,01
37.2	150,09	1249,2	251,87	633,1	150,12	1249,2	251,84	633,2	0,023	0,00	0,01	0,01
38	187,96	1200,0	336,07	798,5	187,97	1200,0	336,04	798,5	0,000	0,00	0,01	0,00
39	194,40	34505,2	336,07	843,1	194,42	34505,0	336,04	843,1	0,010	0,00	0,01	0,00
40	224,40	34332,6	336,07	974,2	224,42	34332,0	336,04	974,2	0,009	0,00	0,01	0,00
41	261,43	34161,0	336,07	1141,8	261,46	34161,0	336,04	1141,9	0,009	0,00	0,01	0,01
42	292,00	33990,2	336,07	1287,5	292,03	33990,0	336,04	1287,6	0,009	0,00	0,01	0,01
43	297,00	33820,2	336,07	1312,2	297,00	33820,0	336,04	1312,2	0,000	0,00	0,01	0,00
50	42,98	26,2	11,54	180,0	43,00	26,2	11,55	180,1	0,040	0,07	0,06	0,04
51	72,99	87,7	23,28	305,6	73,00	87,8	23,28	305,6	0,017	0,05	0,01	0,01
52	73,13	1600,0	23,28	307,4	73,15	1600,0	23,28	307,5	0,027	0,00	0,01	0,03
53	101,06	225,6	12,51	423,7	101,07	225,7	12,51	423,7	0,013	0,04	0,00	0,00
54	131,06	530,2	12,47	551,1	131,07	530,4	12,47	551,1	0,010	0,03	0,00	0,00
55.1	131,21	1600,0	12,47	552,4	131,24	1600,0	12,47	552,5	0,027	0,00	0,00	0,01
56	204,40	2665,8	69,10	872,6	204,42	2666,7	69,11	872,7	0,009	0,03	0,00	0,00
57	234,40	5039,3	51,64	1011,2	234,42	5041,2	51,65	1011,3	0,008	0,03	0,01	0,00
58	271,43	7999,0	25,60	1191,6	271,46	8001,9	25,60	1191,7	0,009	0,03	0,01	0,01
59	297,51	2692,7	17,46	2997,6	298,23	2693,7	17,46	2999,4	0,239	0,03	0,01	0,05
60	297,18	2665,8	17,46	2997,6	297,90	2666,7	17,46	2999,4	0,241	0,03	0,01	0,05

W celu sprawdzenia modelu wykonanego w programie GateCycle porównaniu poddane zostały następujące wielkości: sprawność obiegu, jednostkowe zużycie ciepła, ciepło doprowadzone do obiegu, ciepło odprowadzone w skraplaczu, straty ciepła w rurociągach pary świeżej i pary wtórnie przegrzanej oraz sumacyjne ciepło odprowadzone z obiegu. Wielkości wyznaczone według wzorów (2.4), (3.12), (3.14), (3.15), (3.16) oraz wyznaczone dla tych wielkości błędy względne (3.18) dla obydwu modeli przedstawione zostały w **Tab. 3.6**.

Tab. 3.6. Wybrane wielkości charakterystyczne uzyskane na podstawie obliczeń przeprowadzonych przy pomocy modelu opracowanego w programie GateCycle i opracowanego w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych oraz obliczone błędy względne

Wielkość	Model opracowany w programie GateCycle	Model opracowany w IMiUE	Błąd względny [%]
Sprawność obiegu - rów. (2.4), %	49,78	49,79	0,02
Jednostkowe zużycie ciepła - rów. (3.15), kJ/kWh	7133,8	7133,1	0,01
Ciepło doprowadzone do obiegu - rów. (3.12), kW	911542,1	911455,0	0,01
Ciepło wyprowadzone w skraplaczu - rów. (3.13), kW	453172,5	453061,0	0,02
Straty ciepła w rurociągach pary świeżej i pary wtórnie przegrzanej - rów. (3.14), kW	3026,2	3025,8	0,01

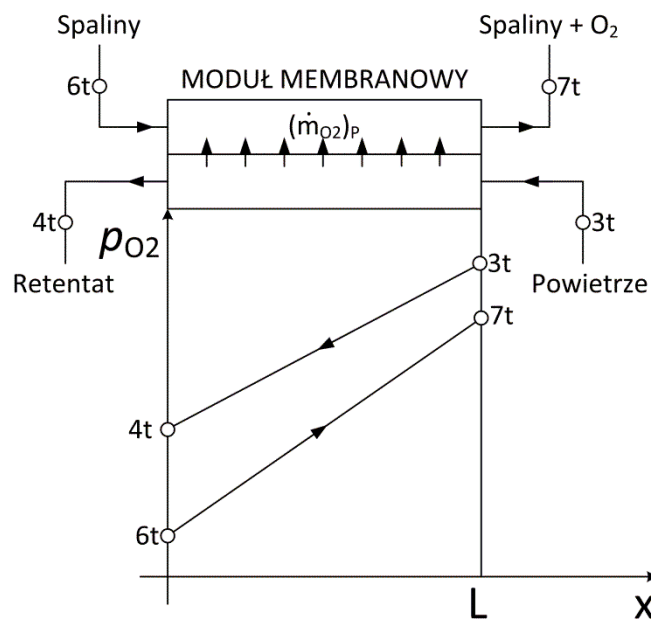
Uzyskane wyniki sprawdzenia modelu obliczeniowego układu turbiny parowej wykonanego w programie GateCycle świadczą o poprawnym rozwiązaniu zadania obliczeniowego. Błąd względny obliczany według zależności (3.18) mieści się w granicach od 0,001 do 0,241 %. Największe błędy względne występują przy wartości temperatur czynnika obiegowego w punkcie 59 oraz 60 przedstawionym na **Rys. 3.1**.

3.2. Modelowanie tlenowni

W niniejszym podrozdziale przedstawiono dokładny opis modelu obliczeniowego zastosowanej tlenowni. Jest ona oparta na technologii wysokotemperaturowych membran do separacji tlenu z powietrza. W podrozdziale 3.2.1. przedstawiono opis membrany wraz z modułem w którym została zabudowana. Natomiast w podrozdziale 3.2.2. przedstawiono opis modelu tlenowni zintegrowanego z tlenowym kotłem pyłowym.

3.2.1. Wysokotemperaturowa membrana typu „four-end” [62]

Podczas analiz przeprowadzonych w niniejszej rozprawie doktorskiej wykorzystano wysokotemperaturową membranę separacyjną do separacji zjonizowanego tlenu z powietrza. Membranę tą zabudowano w module typu „four-end”, w którym to z jednej strony membrany doprowadzane jest powietrze pod wysokim ciśnieniem, a wyprowadzany jest gaz pozostały po separacji tlenu nazywany „retentatem”. Natomiast z drugiej strony podawany jest gaz o niskiej zawartości tlenu zwany „sweep gas” (w analizowanym przypadku są to spaliny recyrkulowane), które po zmieszaniu się z odseparowanym tlenem wyprowadzane są z modułu membranowego. Przenikanie jonów tlenu przez membranę wywołane jest przez różnicę ciśnień cząstkowych tego pierwiastka po obydwu stronach tej membrany. Założono, że to cząstkowe ciśnienie zmienia się liniowo. Schemat modułu membranowego oraz wykres przedstawiający zmianę ciśnienia cząstkowego tlenu wzdłuż długości membrany pokazano na **Rys. 3.2.**



Rys. 3.2. Rozkład ciśnienia cząstkowego tlenu wzdłuż długości membrany. (3t - powietrze; 4t - retentat; 6t - spaliny recyrkulowane „sweep gas”; 7t - spaliny recyrkulowane wzbogacone w tlen („sweep gas” + tlen))

Podstawowym parametrem membrany jest stopień odzysku tlenu. Jest on wyrażony za pomocą stosunku strumienia molowego tlenu jaki przenika przez membranę ($(\dot{n}_{O_2})_P$) do strumienia molowego tlenu zawartego w powietrzu ($(\dot{n}_{O_2})_{POW}$) na wlocie do sprężarki (można również wyrazić go za pomocą stosunku strumieni masowych: tlenu jaki przenika przez membranę ($(\dot{m}_{O_2})_P$) i tlenu zawartego w powietrzu ($(\dot{m}_{O_2})_{POW}$) na wlocie do sprężarki):

$$R = \frac{(\dot{n}_{O_2})_P}{(\dot{n}_{O_2})_{POW}} = \frac{(\dot{m}_{O_2})_P}{(\dot{m}_{O_2})_{POW}} \quad (3.19)$$

Kolejnym ważnym parametrem wykorzystanej membrany jest jej powierzchnia niezbędna do zapewnienia odpowiedniego strumienia tlenu przez nią przenikającego. Wyprowadzenie zależności na tę powierzchnię rozpoczęto od określenia jednostkowego strumienia tlenu (tj. odniesionego do powierzchni membrany) przenikającego przez membranę:

$$dj = C_1 \cdot \ln \left(\frac{(p_{O_2})_F}{(p_{O_2})_P} \right) dA_{MEM} \quad (3.20)$$

Gdzie:

$(p_{O_2})_F$ - ciśnienie cząstkowe tlenu po stronie zasilania;

$(p_{O_2})_P$ - ciśnienie cząstkowe tlenu po stronie permeatu;

C_1 - stała membrany zależna od temperatury pracy i własności materiału;

dA_{MEM} - przyrost powierzchni membrany.

Stała membrany C_1 zależy od temperatury pracy membrany, jej grubości oraz własności materiału membranowego:

$$C_1 = \left(\frac{MR \cdot T_{MEM}}{16 \cdot F^2 \cdot d} \right) \cdot \sigma \quad (3.21)$$

Gdzie:

T_{MEM} - temperatura pracy membrany;

d - grubość membrany;

σ - współczynnik przewodnictwa jonowego materiału membranowego;

Podstawiając $T_{MEM} = 1123,15 \text{ K}$, $d = 0,0473 \text{ mm}$ i $\sigma = 92 \text{ S/m}$ uzyskano $C = 0,1219 \text{ mol}/(\text{sm}^2)$ [53]. W literaturze spotyka się także inne wartości, np. w [86] $C = 0,1912 \text{ mol}/(\text{sm}^2)$.

Wyrażenie pod logarytmem w równaniu (3.20) jest równe:

$$\frac{(p_{O_2})_F}{(p_{O_2})_P} = \beta \cdot \frac{(x_{O_2})_F}{(x_{O_2})_P} \quad (3.22)$$

Gdzie:

- $(p_{O_2})_F$ - ciśnienie cząstkowe tlenu po stronie zasilania;
 $(p_{O_2})_P$ - ciśnienie cząstkowe tlenu po stronie permeatu;
 $(x_{O_2})_F$ - zawartość molowa tlenu po stronie zasilania;
 $(x_{O_2})_P$ - zawartość molowa tlenu po stronie permeatu.

Przy czym β jest stosunkiem ciśnienia powietrza na wlocie do membrany (p_{3t}) do ciśnienia spalin omywających membranę (p_{6t}). Zakłada się brak spadku ciśnień obydwu czynników w membranie. Wówczas można przyjąć że stosunek ciśnień jest w przybliżeniu taki sam jak stosunek ciśnień w sprężarce powietrza:

$$\beta = p_{3t}/p_{6t} \approx p_{3t}/p_{1t} \quad (3.23)$$

W dalszym ciągu w związku z tym, że spręż sprężarki powietrza jest stały oraz założono liniową zmianę ciśnień cząstkowych (**Rys. 3.2.**) tlenu po obu stronach membrany (tj. zasilania i permeatu) to rozkład stężenia tlenu również zmienia się liniowo wraz z długością membrany:

$$(x_{O_2})_F = y_1 = a_1 \cdot x + b_1 \quad (3.24)$$

Gdzie:

a_1, b_1 - współczynniki równania liniowego.

$$(x_{O_2})_P = y_2 = a_2 \cdot x + b_2 \quad (3.25)$$

Gdzie:

a_2, b_2 - współczynniki równania liniowego.

Założono również, że membrana ma kształt walca o długości L i promieniu r . Stąd wynika jej powierzchnia równa:

$$A_{MEM} = 2 \cdot \Pi \cdot r \cdot L \quad (3.26)$$

Wyznaczono pochodną względem długości membrany „ x ”:

$$dA_{MEM} = \frac{2 \cdot \Pi \cdot r \cdot L}{x} dx \quad (3.27)$$

$$dA_{MEM} = \frac{A_{MEM}}{x} dx \quad (3.28)$$

$$\frac{dA_{MEM}}{A_{MEM}} = \frac{dx}{x} \quad (3.29)$$

Następnie określono równanie na strumień tlenu poprzez obustronne całkowanie równania (3.20):

$$J = C_1 \cdot \int \ln \frac{(p_{O_2})_F}{(p_{O_2})_P} dA_{MEM} \quad (3.30)$$

Ostatecznie po podstawieniu równań (3.22), (3.23), (3.24), (3.25) i (3.29) do zależności (3.30) otrzymano:

$$J = C_1 \cdot 2 \cdot \Pi \cdot r \int_0^L \ln \left[\beta \cdot \frac{(a_1 \cdot x + b_1)}{(a_2 \cdot x + b_2)} \right] dx \quad (3.31)$$

Aby scałkować prawą stronę równania (3.31) należy wyznaczyć współczynniki b_1 , a_1 , b_2 i a_2 . Współczynnik b_1 jest równy stężeniu tlenu w retentacie (tj. punkt 4t na **Rys. 3.3.**). Wyznaczyć go można z bilansu tlenu i przy wykorzystaniu zależności (3.24):

$$b_1 = (x_{O_2})_{4t} = \frac{(x_{O_2})_{3t} \cdot (1 - R)}{1 - R \cdot (x_{O_2})_{3t}} \quad (3.32)$$

Gdzie:

$(x_{O_2})_{4t}$ - zawartość molowa tlenu w retentacie na wylocie z membrany;

$(x_{O_2})_{3t}$ - zawartość molowa tlenu na wejściu do membrany po stronie zasilania.

Do równania (3.24) wstawiamy wartość $x = L$:

$$a_1 \cdot L + b_1 = (x_{O_2})_{3t} \quad (3.33)$$

Następnie z równania (3.33) wyznaczamy a_1 :

$$a_1 = \frac{1}{L} \cdot [(x_{O_2})_{3t} - b_1] = \frac{1}{L} \cdot \left[(x_{O_2})_{3t} - \frac{(x_{O_2})_{3t} \cdot (1 - R)}{1 - R \cdot (x_{O_2})_{3t}} \right] \quad (3.34)$$

Uproszczając zależność (3.34) otrzymano:

$$a_1 = \frac{1}{L} \cdot (x_{O_2})_{3t} \cdot \left[\frac{R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})}{1 - R \cdot (x_{O_2})_{3t}} \right] \quad (3.35)$$

Natomiast współczynnik b_2 jest równy zawartości molowej tlenu w spalinach recykulowanych ($(x_{O_2})_{6t}$):

$$b_2 = (x_{O_2})_{6t} \quad (3.36)$$

Do równania (3.25) wstawiono wartość $x = L$:

$$(x_{O_2})_{7t} = a_2 \cdot L + b_2 \quad (3.37)$$

Gdzie:

$(x_{O_2})_{7t}$ - zawartość molowa tlenu w utleniaczu na wyjściu z membrany.

Z równania (3.37) wyznaczono a_2 :

$$a_2 = \frac{(x_{O_2})_{7t} - (x_{O_2})_{6t}}{L} \quad (3.38)$$

Następnie przystąpiono do rozwiązywania całki występującej w równaniu (3.31):

$$\int_0^L \ln \left[\beta \cdot \frac{(a_1 \cdot x + b_1)}{(a_2 \cdot x + b_2)} \right] dx \quad (3.39)$$

Pierwszym krokiem było podzielenie logarytmu na części:

$$\int_0^L \ln \left[\beta \cdot \frac{(a_1 \cdot x + b_1)}{(a_2 \cdot x + b_2)} \right] dx = \int_0^L [\ln \beta + \ln(a_1 \cdot x + b_1) - \ln(a_2 \cdot x + b_2)] dx \quad (3.40)$$

Następnie podzielono całkę z sumy wyrażeń w sumę całek tych wyrażeń:

$$\int_0^L \ln \left[\beta \cdot \frac{(a_1 \cdot x + b_1)}{(a_2 \cdot x + b_2)} \right] dx = \int_0^L \ln \beta \, dx + \int_0^L \ln(a_1 \cdot x + b_1) dx - \int_0^L \ln(a_2 \cdot x + b_2) dx \quad (3.41)$$

Rozwiązanie pierwszej z całek z zależności (3.41) jest następujące:

$$\int_0^L \ln \beta \, dx = \ln \beta \cdot \int_0^L 1 \, dx = \ln \beta \cdot (x)|_0^L = \ln \beta \cdot L - \ln \beta \cdot 0 = \ln \beta \cdot L \quad (3.42)$$

Do rozwiązania drugiej całki z zależności (3.41) wykorzystano metodę całkowania przez podstawienie. W tym celu zastosowano następujące podstawienie:

$$z_1 = a_1 \cdot x + b_1 \quad (3.43)$$

Wyznaczono pochodną z tej funkcji:

$$dz_1 = a_1 dx \quad (3.44)$$

$$dx = \frac{dz_1}{a_1} \quad (3.45)$$

Rozwiązanie tej całki jest następujące:

$$\begin{aligned}
\int_0^L \ln(a_1 \cdot x + b_1) dx &= \int_0^L \ln z_1 \frac{dz_1}{a_1} = \frac{1}{a_1} \cdot [z_1 \cdot (\ln z_1 - 1)] \Big|_0^L = \\
&= \left(\frac{a_1 \cdot x + b_1}{a_1} \right) \cdot [\ln(a_1 \cdot x + b_1) - 1] \Big|_0^L = \\
&= \left(\frac{a_1 \cdot L + b_1}{a_1} \right) \cdot [\ln(a_1 \cdot L + b_1) - 1] - \left(\frac{b_1}{a_1} \right) \cdot [\ln(b_1) - 1]
\end{aligned} \tag{3.46}$$

Trzecią całkę z zależności (3.41) rozwiązujemy tak samo jak drugą otrzymując:

$$\int_0^L \ln(a_2 \cdot x + b_2) dx = \left(\frac{a_2 \cdot L + b_2}{a_2} \right) \cdot [\ln(a_2 \cdot L + b_2) - 1] - \left(\frac{b_2}{a_2} \right) \cdot [\ln(b_2) - 1] \tag{3.47}$$

Do równania (3.41) podstawiono zależności (3.42), (3.46) i (3.47):

$$\begin{aligned}
&\int_0^L \ln \left[\beta \cdot \frac{(a_1 \cdot x + b_1)}{(a_2 \cdot x + b_2)} \right] dx = \\
&L \cdot \ln \beta + \left(\frac{a_1 \cdot L + b_1}{a_1} \right) \cdot [\ln(a_1 \cdot L + b_1) - 1] - \left(\frac{b_1}{a_1} \right) \cdot [\ln(b_1) - 1] - \\
&\quad - \left(\frac{a_2 \cdot L + b_2}{a_2} \right) \cdot [\ln(a_2 \cdot L + b_2) - 1] + \left(\frac{b_2}{a_2} \right) \cdot [\ln(b_2) - 1]
\end{aligned} \tag{3.48}$$

Po podstawieniu równań (3.33), (3.36) i (3.37) otrzymano:

$$\begin{aligned}
&\int_0^L \ln \left[\beta \cdot \frac{(a_1 \cdot x + b_1)}{(a_2 \cdot x + b_2)} \right] dx = \\
&L \cdot \ln \beta + \frac{(x_{O_2})_{3t}}{a_1} \cdot \ln \frac{(x_{O_2})_{3t}}{e} - \frac{b_1}{a_1} \cdot \ln \frac{b_1}{e} - \frac{(x_{O_2})_{7t}}{a_1} \cdot \ln \frac{(x_{O_2})_{7t}}{e} + \frac{(x_{O_2})_{6t}}{a_1} \cdot \ln \frac{(x_{O_2})_{6t}}{e}
\end{aligned} \tag{3.49}$$

Stosunek b_1/a_1 po podstawieniu równań (3.32) i (3.35) wynosi:

$$\frac{b_1}{a_1} = \frac{(x_{O_2})_{3t} \cdot (1-R)}{1-R \cdot (x_{O_2})_{3t}} \cdot \frac{L \cdot (1-R \cdot (x_{O_2})_{3t})}{(x_{O_2})_{3t} \cdot R \cdot (1-(x_{O_2})_{3t})} = \frac{L \cdot (1-R)}{R \cdot (1-(x_{O_2})_{3t})} = L \cdot D_1 \tag{3.50}$$

gdzie:

$$D_1 = \frac{(1-R)}{R \cdot (1-(x_{O_2})_{3t})}$$

Stosunek $(x_{O_2})_{3t}/a_1$ po podstawieniu równania (3.35) wynosi:

$$\begin{aligned}
\frac{(x_{O_2})_{3t}}{a_1} &= \frac{(x_{O_2})_{3t}}{1} \cdot \frac{L \cdot (1 - R \cdot (x_{O_2})_{3t})}{(x_{O_2})_{3t} \cdot R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})} = \frac{L \cdot (1 - R \cdot (x_{O_2})_{3t})}{R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})} = \\
&= L \cdot \frac{1 - R \cdot (x_{O_2})_{3t} + R - R}{R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})} = L \cdot \frac{R - R \cdot (x_{O_2})_{3t} + (1 - R)}{R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})} \quad (3.51) \\
L \cdot \frac{R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t}) + (1 - R)}{R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})} &= L \cdot \left(1 + \frac{(1 - R)}{R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})} \right) = L \cdot (1 + D_1)
\end{aligned}$$

Stosunek $(x_{O_2})_{7t}/a_2$ po podstawieniu równania (3.38) wynosi:

$$\frac{(x_{O_2})_{7t}}{a_2} = \frac{L \cdot (x_{O_2})_{7t}}{(x_{O_2})_{7t} - (x_{O_2})_{6t}} = L \cdot D_2 \quad (3.52)$$

gdzie:

$$D_2 = \frac{(x_{O_2})_{7t}}{(x_{O_2})_{7t} - (x_{O_2})_{6t}}$$

Stosunek b_2/a_2 po podstawieniu równań (3.36) i (3.38) wynosi:

$$\begin{aligned}
\frac{b_2}{a_2} &= \frac{L \cdot (x_{O_2})_{6t}}{(x_{O_2})_{7t} - (x_{O_2})_{6t}} = L \cdot \frac{(x_{O_2})_{6t} + (x_{O_2})_{7t} - (x_{O_2})_{7t}}{(x_{O_2})_{7t} - (x_{O_2})_{6t}} = \\
&= L \cdot \frac{(x_{O_2})_{7t} - ((x_{O_2})_{7t} - (x_{O_2})_{6t})}{(x_{O_2})_{7t} - (x_{O_2})_{6t}} = L \cdot (D_2 - 1) \quad (3.53)
\end{aligned}$$

Do równania (3.49) podstawiamy zależności (3.50), (3.51), (3.52) i (3.53):

$$\begin{aligned}
&\int_0^L \ln \left[\beta \cdot \frac{(a_1 \cdot x + b_1)}{(a_2 \cdot x + b_2)} \right] dx = \\
&= L \cdot \left[\ln \beta + (1 + D_1) \cdot \ln \frac{(x_{O_2})_{3t}}{e} - D_1 \cdot \ln \frac{b_1}{e} - D_2 \cdot \ln \frac{(x_{O_2})_{7t}}{e} + (D_2 - 1) \cdot \ln \frac{(x_{O_2})_{6t}}{e} \right] = \quad (3.54) \\
&= L \cdot \left[\ln \beta + \left(\ln \frac{(x_{O_2})_{3t}}{(x_{O_2})_{6t}} \right) + D_1 \cdot \left(\ln \frac{(x_{O_2})_{3t}}{b_1} \right) - D_2 \cdot \left(\ln \frac{(x_{O_2})_{7t}}{(x_{O_2})_{6t}} \right) \right]
\end{aligned}$$

Stosunek $(x_{O_2})_{3t}/b_1$ po podstawieniu równania (3.32) wynosi:

$$\begin{aligned} \frac{(x_{O_2})_{3t}}{b_1} &= \frac{(x_{O_2})_{3t}}{1} \cdot \frac{1-R \cdot (x_{O_2})_{3t}}{(x_{O_2})_{3t} \cdot (1-R)} = \frac{1-R \cdot (x_{O_2})_{3t} + R-R}{(1-R)} = \\ &= \frac{(1-R) + R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})}{(1-R)} = 1 + \frac{R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})}{(1-R)} = 1 + \frac{1}{D_1} = \frac{D_1 + 1}{D_1} \end{aligned} \quad (3.55)$$

Podstawiając zależność (3.55) do równania (3.54) otrzymujemy:

$$\int_0^L \ln \left[\beta \cdot \frac{(a_1 \cdot x + b_1)}{(a_2 \cdot x + b_2)} \right] dx = L \cdot \left[\ln \beta + \left(\ln \frac{(x_{O_2})_{3t}}{(x_{O_2})_{6t}} \right) + D_1 \cdot \left(\ln \frac{D_1 + 1}{D_1} \right) - D_2 \cdot \left(\ln \frac{(x_{O_2})_{7t}}{(x_{O_2})_{6t}} \right) \right] \quad (3.56)$$

Ostatecznie podstawiając zależność (3.56) do równania (3.31) otrzymano:

$$J = C_1 \cdot 2 \cdot \Pi \cdot r \cdot L \cdot \left[\ln \beta + \left(\ln \frac{(x_{O_2})_{3t}}{(x_{O_2})_{6t}} \right) + D_1 \cdot \left(\ln \frac{D_1 + 1}{D_1} \right) - D_2 \cdot \left(\ln \frac{(x_{O_2})_{7t}}{(x_{O_2})_{6t}} \right) \right] \quad (3.57)$$

Ostatecznie po podstawieniu zależności (3.26) do równania oraz drobnych przekształceniach otrzymujemy wzór na pole powierzchni membrany separacyjnej:

$$A_{MEM} = \frac{J \cdot C_1^{-1}}{\ln \beta + \left(\ln \frac{(x_{O_2})_{3t}}{(x_{O_2})_{6t}} \right) + D_1 \cdot \left(\ln \frac{D_1 + 1}{D_1} \right) - D_2 \cdot \left(\ln \frac{(x_{O_2})_{7t}}{(x_{O_2})_{6t}} \right)} \quad (3.58)$$

gdzie:

$$D_1 = \frac{(1-R)}{R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})}$$

$$D_2 = \frac{(x_{O_2})_{7t}}{(x_{O_2})_{7t} - (x_{O_2})_{6t}}$$

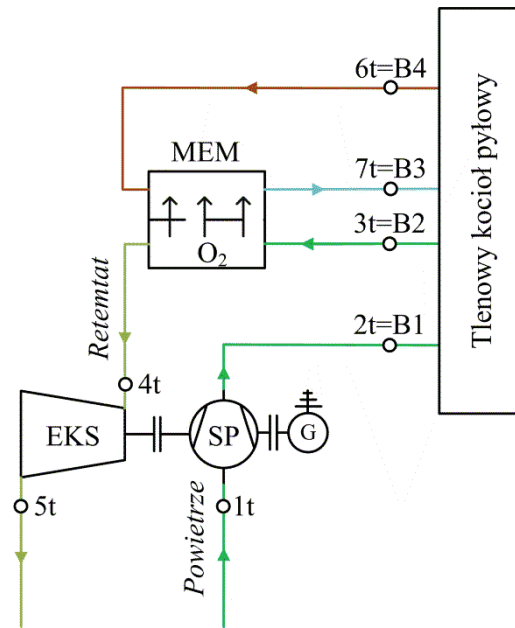
3.2.2. Aplikacja membran typu „four-end” do tlenowego kotła pyłowego

Schemat analizowanej tlenowni z zaznaczonymi punktami charakterystycznymi pokazano na **Rys. 3.3**. Schemat ten jest identyczny dla wszystkich analizowanych wariantów. Podstawowe założenia dla modelu tlenowni są następujące:

- 1) Temperatura powietrza na wlocie do modułu membranowego - 850 °C (punkt 3t);
- 2) Temperatura spalin recyrkulowanych na wlocie do modułu membranowego - 850 °C (punkt 6t);
- 3) Zawartość molowa tlenu w utleniaczu - 30 % (punkt 7t) [108], [109]

- 4) Stopień odzysku tlenu w membranie separacyjnej uzmienniany jest w przedziale 50-100 %;
- 5) Spręż sprężarki powietrza uzmienniany jest w przedziale 15-30.

Pozostałe założenia zebrano w **Tab. 3.7.** (są to między innymi: sprawność wewnętrzna sprężarki i ekspandera, sprawność generatora i silnika elektrycznego oraz temperatura, ciśnienie i skład powietrza pobieranego z otoczenia).



Rys. 3.3. Schemat wariantów W1, W2 i W3 tlenowni

Tab. 3.7. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantów W1, W2 i W3 tlenowni.

Wielkość	Wartość
Sprawność izentropowa sprężarki powietrza, %	88
Sprawność izentropowa ekspandera, %	90
Sprawność generatora, %	99
Sprawność silnika elektrycznego, %	99
Temperatura powietrza z otoczenia, °C	20
Ciśnienie powietrza z otoczenia, kPa	101,3
Zawartość molowa tlenu w powietrzu suchym, %	21
Zawartość molowa azotu w powietrzu suchym, %	79
Względna wilgotność powietrza, %	60

Znaczna część modelu analizowanej tlenowni poza modelem obliczeniowym modułu membranowego typu „four-end” wykonana jest w programie GateCycle. W tym celu wykorzystano następujące moduły:

- ekspander - do zamodelowania pracy ekspandera retentatu (EKS);

- kompresor - do zamodelowania pracy sprężarki powietrza (SP);

Głównym zadaniem tlenowni jest dostarczanie wymaganego strumienia utleniacza o założonej zawartości tlenu do kotła pyłowego oraz wyznaczenie niezbędnego do tego strumienia powietrza (które to jest przesyłane do kotła w celu jego podgrzania). Podstawowym założeniem jest to, że w module membranowym nie występuje wymiana ciepła (dlatego spaliny recyrkulowane oraz powietrze na wlocie do tego modułu mają identyczne temperatury). Obliczenia rozpoczynane są od pobrania parametrów termodynamicznych oraz składu spalin recyrkulowanych w punkcie B4 (**Rys. 3.3.**) z modelu tlenowego kotła pyłowego (opisanego w dalszej części rozprawy doktorskiej). Na tej podstawie wyznaczany jest strumień tlenu przenikającego przez membranę:

$$(\dot{m}_{O_2})_P = \dot{m}_{6t} \cdot \frac{(g_{O_2})_{7t} - (g_{O_2})_{6t}}{1 - (g_{O_2})_{7t}} \quad (3.59)$$

Gdzie:

\dot{m}_{6t} - masowy strumień spalin recyrkulowanych;

$(g_{O_2})_{7t}$ - masowa zawartość tlenu w utleniaczu;

$(g_{O_2})_{6t}$ - masowa zawartość tlenu w spalinach recyrkulowanych.

Zależność (3.59) wynika z bilansu masowego tlenu w utleniaczu. Występujące w nim zawartości masowe tlenu wymagają uprzedniego przeliczenia z molowych składów odpowiednich gazów.

Następnie dzięki założeniu stopnia odzysku tlenu (zależność (3.19)), składu powietrza atmosferycznego oraz wymaganego strumienia tlenu do przeprowadzenia procesu spalania paliwa w kotle wyznaczany jest strumień powietrza pobieranego do tlenowni według następującej zależności wynikającej z przekształcenia równania (3.19):

$$\dot{m}_{1t} = \frac{(\dot{m}_{O_2})_P}{R \cdot (g_{O_2})_{3t}} \quad (3.60)$$

Gdzie:

$(\dot{m}_{O_2})_P$ - masowy strumień tlenu przenikającego przez membranę;

$(g_{O_2})_{3t}$ - masowa zawartość tlenu w powietrzu.

Znając ten strumień tlenu pozostaje wyznaczyć ciśnienie, temperaturę oraz entalpię powietrza kierowanego do podgrzania (punkt B1 na **Rys. 3.3.**) oraz utleniacza (punkt B1 na

Rys. 3.3.), a następnie przesłanie ich do modelu tlenowego kotła pyłowego. Pomiedzy obydwoma modelami występuje sprzężenie zwrotne, ponieważ zmiana strumienia powietrza kierowanego do podgrzania powoduje zmianę strumienia paliwa oraz utleniacza w modelu kotła, co w konsekwencji powoduje zmianę strumienia spalin recykulowanych. Dlatego niezbędne jest przeprowadzenie wielokrotnych naprzemiennych obliczeń tych modeli. Po ustaleniu się wyników obliczeń, możliwe jest wyznaczenie pozostałych wielkości jak moc sprężarki i ekspandera. Znajomość tych dwóch wielkości pozwala na określenie mocy potrzeb własnych tlenowni. Biorąc pod uwagę możliwość produkowania lub pobierania mocy przez układ ekspander - sprężarka, zastosowano dwa równania na moc potrzeb własnych tej instalacji:

$$N_{\text{pw,ASU}} = (N_{\text{SP}} - N_{\text{EKS}}) \cdot \eta_G \text{ dla } (N_{\text{SP}} - N_{\text{EKS}}) < 0 \quad (3.61)$$

$$N_{\text{pw,ASU}} = \frac{(N_{\text{SP}} - N_{\text{EKS}})}{\eta_{\text{SE}}} \text{ dla } (N_{\text{SP}} - N_{\text{EKS}}) \geq 0 \quad (3.62)$$

Gdzie:

- N_{SP} - moc sprężarki powietrza;
- N_{EKS} - moc ekspandera retentatu;
- η_G - sprawność generatora;
- η_{SE} - sprawność silnika elektrycznego.

Moce wewnętrzne sprężarki powietrza oraz ekspandera retentatu wyznaczone mogą być według następujących zależności:

$$N_{i,\text{SP}} = \frac{\dot{m}_{1t} \cdot (c_p)_{\text{SP}} \cdot T_{1t} \cdot \left(\beta^{\frac{k_{\text{SP}}-1}{k_{\text{SP}}}} - 1 \right)}{\eta_{i,\text{SP}}} \quad (3.63)$$

Gdzie:

- \dot{m}_{1t} - masowy strumień powietrza na wlocie do sprężarki powietrza;
- T_{1t} - temperatura powietrza na wlocie do sprężarki powietrza;
- $(c_p)_{\text{SP}}$ - ciepło właściwe (dla stałego ciśnienia) dla powietrza w sprężarce;
- $\eta_{i,\text{SP}}$ - sprawność wewnętrzna sprężarki powietrza;
- k_{SP} - wykładnik przemiany dla powietrza w sprężarce [19].

$$N_{i,EKS} = [\dot{m}_{1t} - R \cdot (\dot{m}_{O_2})_{1t}] \cdot (c_p)_{EKS} \cdot T_{4t} \cdot \left[1 - \beta^{\left(\frac{k_{EKS}-1}{k_{EKS}} \right)} \right] \cdot \eta_{i,EKS} \quad (3.64)$$

Gdzie:

$(\dot{m}_{O_2})_{1t}$ - masowy strumień tlenu w powietrzu na wlocie do sprężarki powietrza;

T_{4t} - temperatura powietrza na wlocie do ekspandera;

$(c_p)_{EKS}$ - ciepło właściwe (dla stałego ciśnienia) dla gazu w ekspanderze;

$\eta_{i,EKS}$ - sprawność wewnętrzna ekspandera;

k_{SP} - wykładnik przemiany dla gazu w ekspanderze [19].

Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach tlenowni zintegrowanej z wariantem W1 elektrowni typu oxy dla sprężu sprężarki powietrza równego 15 przedstawiono w **Tab. 3.8.** Analogiczne parametry termodynamiczne dla wariantu W2 i W3 tlenowni przedstawiono w załączniku G. Natomiast w **Tab. 3.9.** przedstawiono skład powietrza, retentatu oraz utleniacza w charakterystycznych punktach tlenowni. Przedstawione składy są niezmiennie dla różnych wartości sprężu sprężarki powietrza oraz trzech wariantów elektrowni typu oxy. Dodatkowo jedynie skład retentatu zależy od stopnia odzysku tlenu.

Tab. 3.8. Parametry termodynamiczne gazów w charakterystycznych punktach tlenowni zintegrowanej z wariantem W1 elektrowni oxy (dla sprężu sprężarki powietrza równego 15)

R	60%				90%				
	Punkt	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg
1t	983,49	101,3	20,0	4,3	571,76	101,3	20,0	4,3	
2t	983,49	1519,5	395,4	397,2	571,76	1519,5	395,4	397,2	
3t	983,49	1519,5	850,0	914,4	571,76	1519,5	850,0	914,4	
4t	847,19	1519,5	850,0	924,0	452,89	1519,5	850,0	930,0	
5t	847,19	101,3	339,5	340,7	452,89	101,3	337,8	341,4	
6t	405,13	112,9	850,0	1064,6	353,30	112,9	850,0	1064,6	
7t	541,44	102,0	850,0	1011,7	472,16	102,0	850,0	1011,7	

Tab. 3.9. Skład gazów w charakterystycznych punktach tlenowni

Stopień odzysku tlenu (<i>R</i>)		60%		90%	
Czynnik	Pierwiastek	Molowy	Masowy	Molowy	Masowy
Utleniacz na wyjściu z tlenowni (p. 7t Rys. 3.3)	tlen	30,00	28,36	30,00	28,36
	dwutlenek węgla	44,19	57,43	44,19	57,43
	azot	0,29	0,24	0,29	0,24
	dwutlenek siarki	0,30	0,56	0,30	0,56
	woda	25,22	13,41	25,22	13,41
Powietrze na wlocie do tlenowni (p. 1t Rys. 3.3)	tlen	20,71	23,10	20,71	23,10
	azot	77,91	76,04	77,91	76,04
	Woda	1,38	0,87	1,38	0,87
Retentat (p. 4t Rys. 3.3)	tlen	9,46	10,73	2,55	2,92
	azot	88,97	88,27	95,76	95,99
	Woda	1,58	1,00	1,70	1,09

Moc potrzeb własnych tlenowni zintegrowanej z wariantem W1 elektrowni wyznaczona według równań (3.61) i (3.62) dla sprężu sprężarki powietrza równego 15 oraz stopnia odzysku tlenu równego 60% wyniosła -106,6 MW ($\delta_{ASU} = -17,8\%$), a dla stopnia równego 90% wyniosła około - 41,5 MW ($\delta_{ASU} = -6,9\%$). Po wyznaczeniu parametrów termodynamicznych oraz składów gazu w charakterystycznych punktach tlenowni można przystąpić do wyznaczenia powierzchni membrany separacyjnej korzystając z zależności (3.58). Powierzchnia ta w tlenowni zintegrowanej z wariantem W1 elektrowni wyznaczona według równania (3.58) dla sprężu sprężarki powietrza równego 15 oraz stopnia odzysku tlenu równego 60% wyniosła 13136,3 m², a dla stopnia równego 90% wyniosła około 13282,5 m². W przypadku wariantu W2 powierzchnie te wynoszą odpowiednio 12653,9 m² i 12784,9 m². Natomiast dla wariantu W3 tego bloku oxy powierzchnia membrany wynosi 12115,3 i 12559,9 m² odpowiednio dla stopnia odzysku tlenu równego 70% i 90%.

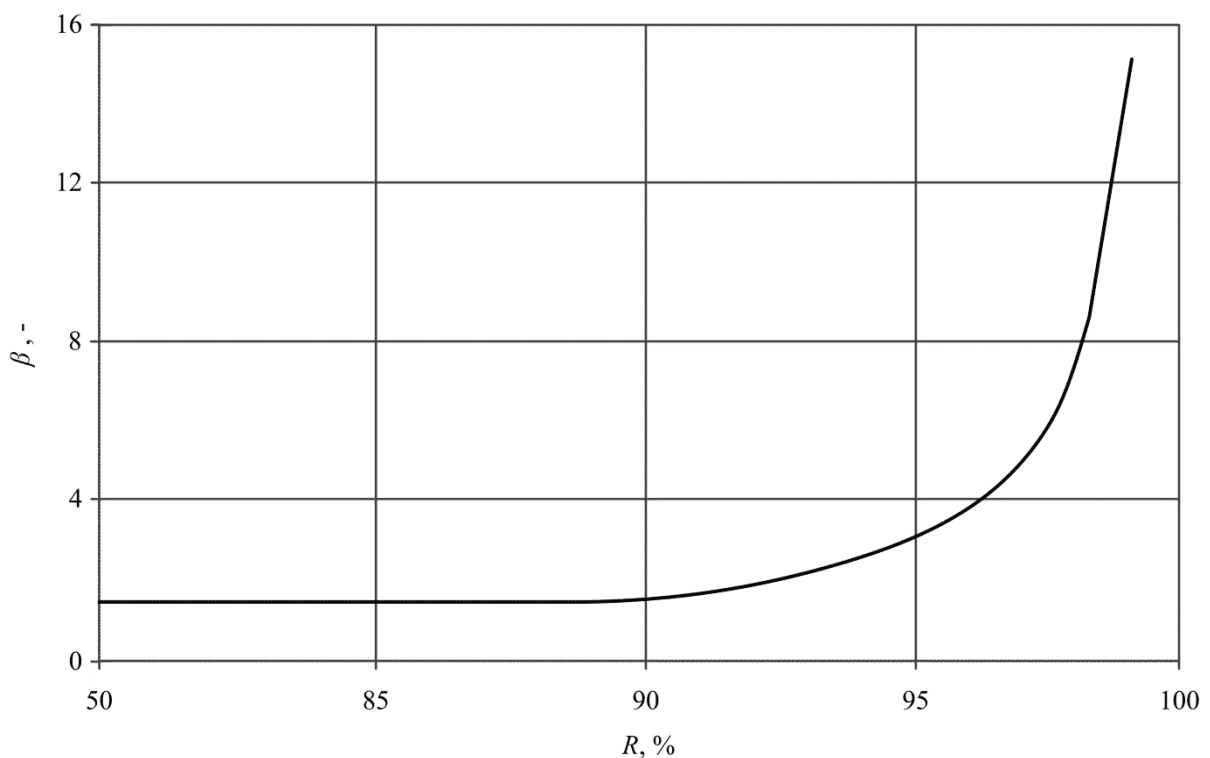
Poza tym można określić zależność pomiędzy stopniem odzysku tlenu w membranie separacyjnej, a minimalnym sprężem sprężarki powietrza niezbędnym do osiągnięcia tego stopnia odzysku tlenu dla analizowanej tlenowni. W tym celu należy rozpocząć od określenia warunku przenikania tlenu przez powierzchnię membrany tj. poprawnego rozwiązania równania (3.31) dla $x \ll 0, L >$:

$$\beta \cdot \frac{a_1 \cdot x + b_1}{a_2 \cdot x + b_2} > 1 \quad (3.65)$$

Po podstawieniu zależności (3.32), (3.35), (3.36), (3.38) oraz drobnych przekształceniach otrzymujemy nierówność:

$$\beta > \frac{\left[(x_{O_2})_{7t} - (x_{O_2})_{6t} \right] \cdot \frac{x}{L} + (x_{O_2})_{6t}}{\frac{x}{L} \cdot (x_{O_2})_{3t} \cdot \left[\frac{R \cdot (1 - (x_{O_2})_{3t})}{1 - R \cdot (x_{O_2})_{3t}} \right] + \frac{(x_{O_2})_{3t} \cdot (1 - R)}{1 - R \cdot (x_{O_2})_{3t}}} \quad (3.66)$$

Na **Rys. 3.4** pokazano zależności minimalnego sprężu sprężarki powietrza w funkcji stopnia odzysku tlenu wyznaczoną z równania (3.66). Dla każdej wielkości R poszukiwano wartość maksymalną prawej strony równania (3.66) w przedziale $0 \leq x/L \leq 1$. Do obliczeń przyjęto molowe zawartości tlenu: w powietrzu na wlocie do membrany $(x_{O_2})_{3a} = 0,21$, w spalinach na wylocie z membrany $(x_{O_2})_{7t} = 0,3$, w spalinach na wlocie do membrany $(x_{O_2})_{6t} = 0,046$ (wartość ostatnia wynika z obliczeń stechiometrycznych spalania w kotle i nie zależy od stopnia odzysku tlenu).

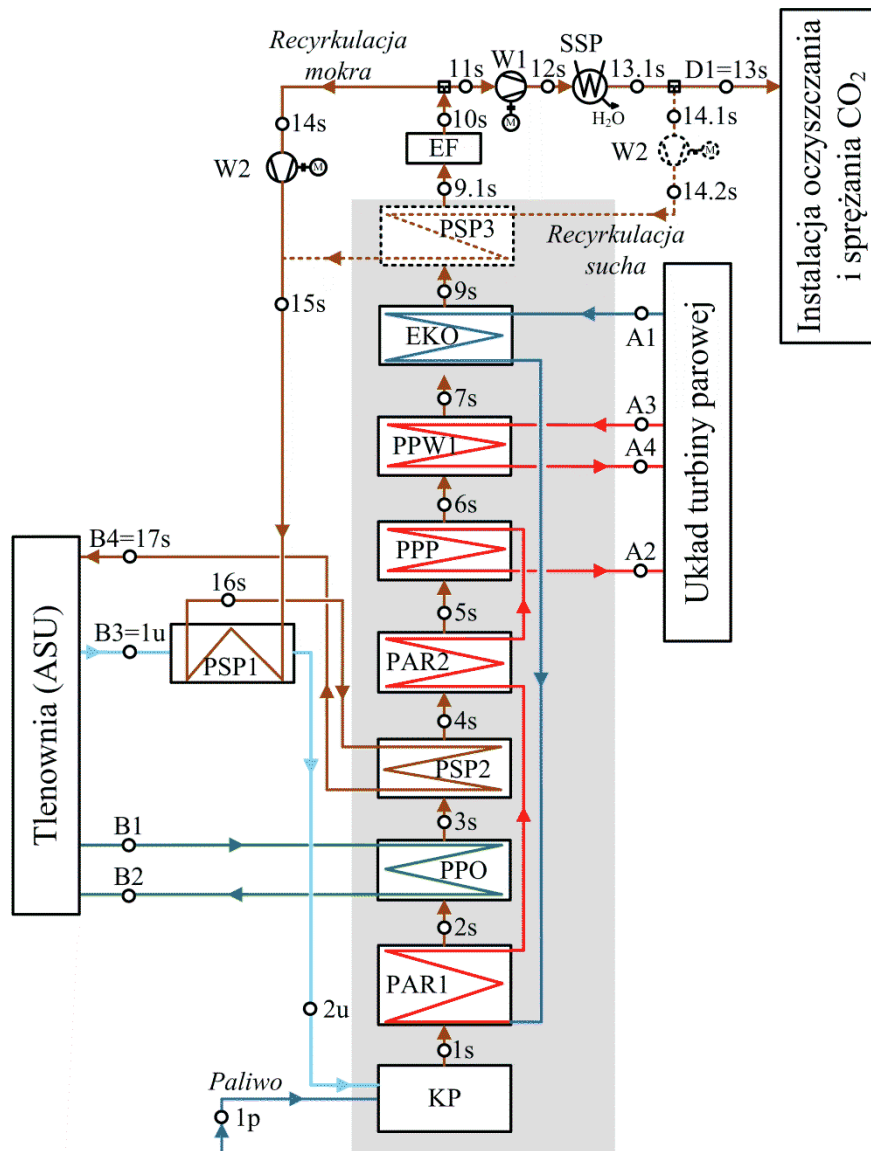


Rys. 3.4. Wartości minimalne sprężu sprężarki powietrza dla poszczególnych wartości stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 3.4**, minimalny spręż sprężarki powietrza jest stały w przedziale 50-90 % stopnia odzysku tlenu. Następnie zaczyna coraz szybciej wzrastać. Dla wartości $R = 99$ % wartość minimalnego wynosi w przybliżeniu 15.

3.3. Modelowanie kotła pyłowego typu oxy

Dla analizowanych wariantów elektrowni typu oxy możliwe było stworzenie dwóch sposobów recyrkulacji spalin w obrębie kotła, w związku z tym na początku stworzono dwa modele kotła pyłowego typu oxy. W obydwu przypadkach wariant W1 kotła składa się z: komory paleniskowej (KP), parowacza podzielonego na dwie części (PAR1 i PAR2), podgrzewacza powietrza (PPO), dwóch podgrzewaczy spalin recyrkulowanych (PSP1 i PSP2), przegrzewacza pary pierwotnej (PPP), przegrzewacza pary wtórnej (PPW1) oraz ekonomizera (EKO). W pierwszym z tych modeli występuje dodatkowy podgrzewacz spalin recyrkulowanych (PSP3), który wprowadzony jest po ekonomizerze. Spaliny wylatujące z tego wymiennika wprowadzane są odpowiednio do elektrofiltru (EF), wentylatora wyciągowego spalin (W1) oraz osuszacza spalin (SSP). W ostatnim z wymienionych elementów spaliny są schładzane do temperatury 46,1 °C, oraz pozbawiane części wilgoci. Ostatecznie spaliny na wylocie mają 10 % molowej zawartości wody. Z tego miejsca następuje pobór spalin recyrkulowanych. Ze względu na niską temperaturę są one podgrzewane we wspomnianym wcześniej wymienniku PSP3. Taki sposób recyrkulacji spalin nazwano „recyrkulacją suchą”. W drugim z modeli spaliny pobierane są z za elektrofiltru, więc mają one wysoką zawartość wody. Poza tym temperatura w tym przypadku jest równa temperaturze spalin na wylocie z ekonomizera, a tym samym nie ma potrzeby stosowania wymiennika PSP3. Ze względu na to tą metodę recyrkulacji spalin nazwano „recyrkulacją mokrą”. Przeprowadzono analizę termodynamiczną obydwu sposobów recyrkulacji dla wariantu W1 tlenowego kotła pyłowego, a następnie na podstawie wyników wybrano lepszy ze sposobów. Schemat tego wariantu kotła pokazano na **Rys. 3.5.** („recyrkulacją suchą” zaznaczono linią przerywaną).



Rys. 3.5. Schemat wariantu W1 kotła pyłowego typu oxy (z dwoma metodami recyrkulacji spalin)

Głównymi celami modelowania tlenowego kotła pyłowego jest:

- wyznaczenie sprawności tlenowego kotła pyłowego (według zależności (2.3)) niezbędnej do wyznaczenia sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto (zależność (2.5));
- wyznaczenie strumienia tlenu oraz spalin recyrkulowanych niezbędnych do przeprowadzenia procesu spalania w komorze paleniskowej kotła;
- wyznaczenie parametrów (strumienia masowego, temperatury i ciśnienia) oraz składu spalin we wszystkich charakterystycznych punktach kotła w tym w szczególności spalin opuszczających kocioł (punkt 13s na **Rys. 3.5.**).

Wyznaczenie tych wielkości poza wprowadzeniem do modelu wielkości wymienionych wcześniej wymaga także znajomości wielkości wyznaczonych w modelu układu turbiny parowej. Wielkościami tymi są parametry termodynamiczne: wody zasilającej kocioł (punkt A1 na **Rys. 3.5.**), pary świeżej na wylocie z kotła (punkt A2 na **Rys. 3.5.**), pary kierowanej do wtórnego przegrzewu na wlocie do kotła (punkt A3 na **Rys. 3.5.**) oraz pary wtórnie przegrzanej na wylocie z kotła (punkt A4 na **Rys. 3.5.**). Dodatkowo niezbędnym staje się znajomość parametrów termodynamicznych powietrza kierowanego do podgrzania z tlenowni (punkt B1 na **Rys. 3.5.**). Wielkości te pozwalają na iteracyjne wyznaczenie strumienia tlenu w utleniaczu (punkt 2u na **Rys. 3.5.**) oraz spalin recyrkulowanych (punkt 17s na **Rys. 3.5.**). Parametry te wraz z temperaturą, entalpią, ciśnieniem spalin recyrkulowanych (punkt B4 na **Rys. 3.5.**) i podgrzanego powietrza (punkt B2 na **Rys. 3.5.**) przekazywane są do tlenowni. W modelu tej instalacji (opisanym w podpunkcie 3.2.) dzięki ich znajomości wyznaczany jest nowy strumień pobieranego powietrza, które jest podgrzewane w kotle. Między tym modelem oraz modelem kotła pyłowego występuje zatem sprzężenie zwrotne. Powoduje ono konieczność przeprowadzenia wielokrotnych naprzemiennych obliczeń wykonywanych na tych modelach w celu ustalenia właściwych strumieni spalin recyrkulowanych oraz tlenu produkowanego w tlenowni. Dzięki temu możliwe jest wyznaczenie sprawności kotła oraz parametrów spalin w punkcie 13s na **Rys. 3.5.**. Ostatecznie parametry tych spalin przekazywane są do instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ (punkt D1 na **Rys. 3.5.**).

Paliwem podawanym do komory paleniskowej kotła jest węgiel kamienny o wartości opałowej równej $W_d = 24078$ kJ/kg i o następującym składzie masowym: węgiel - 61,25 %, siarka - 1,1 %, wodór - 3,9 %, azot - 0,25 %, tlen - 6,5 %, woda - 17,32 %, popiół - 9,0 %. Podstawowe założenia dla wszystkich modeli tlenowego kotła są następujące:

- 1) Współczynnika nadmiaru tlenu - 1,2;
- 2) Zawartość molowa tlenu w utleniaczu - 30 % (punkt 2u)
- 3) Ilość pierwiastka węgla z paliwa pozostałego w popiele - 0,5 %;
- 4) Spiętrzenie temperatur na zimnym końcu ekonomizera ($t_{9s} - t_{A1}$) - 80 K;
- 5) Spiętrzenie temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recyrkulowane PSP3 ($t_{9s} - t_{15s}$) - 70 K (założenie występuje jedynie w przypadku kotła z „recyrkulacją suchą”).

Pozostałe założenia przedstawiono w **Tab. 3.10.** (są to między innymi: przyrost i spiętrzenia temperatur w wymiennikach ciepła, ciśnienie spalin kierowanych do instalacji oczyszczania i sprężania CO₂, udział żużlu i popiołu lotnego w popiele, energochłonności młyna i elektrofiltru oraz straty ciśnień w wymiennikach)

Tab. 3.10. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantu W1, W2 i W3 tlenowego kotła pyłowego.

Wielkość	Wartość	
Przyrost temperatury wody w ekonomizerze, K	43	
Spiętrzenie temperatur na gorącym końcu wymiennika PSP1 ($t_{1u}-t_{16s}$), K	50	
Sprawność wymiany ciepła w wymiennikach ciepła, %	99,8	
Ciśnienie spalin kierowanych do CC (D1 wg Rys. 3.5.), kPa	101,325	
Udział żużlu w popiele / Udział popiołu lotnego w popiele, %	40/60	
Energochłonność elektrofiltru, kJ/kg,sp	1	
Energochłonność młyna węglowego, kJ/kg,pal	43,6	
Przyrost ciśnienia w wentylatorze wyciągowym spalin (W1), kPa	4,3	
Przyrost ciśnienia w wentylatorze spalin recyrkulowanych (W2), kPa	„Recyrkulacja sucha”	11,6
	„Recyrkulacja mokra”	15,9
Sprawność izentropowa wentylatorów WS1 i WS2, %	75	
Współczynnik strat ciśnienia spalin w przegrzewaczach pary świeżej i wtórnie przegrzanej, %	0,8	
Współczynnik strat ciśnienia spalin w ekonomizerze, %	1,4	
Współczynnik strat ciśnienia wody w ekonomizerze, %	1,5	
Współczynnik strat ciśnienia czynnika podgrzewanego w całym parowaczu	3,5	
Współczynnik strat ciśnienia pary w przegrzewaczu pary świeżej, %	6,4	
Współczynnik strat ciśnienia pary w przegrzewaczach pary wtórnej	3,0	
Strata ciśnienia utleniacza na wlocie do komory paleniskowej, kPa	2	

Do stworzenia wszystkich wspomnianych wcześniej wariantów modelu obliczeniowego kotła typu oxy wykorzystano program GateCycle. Podczas tego procesu użyto następujących modułów wbudowanych w program:

- komora paleniskowa kotła pyłowego;
- podstawowy wymiennik ciepła – wykorzystany do zamodelowania parowacza, podgrzewaczy spalin recyrkulowanych oraz podgrzewacza powietrza;
- przegrzewacz pary – wykorzystany do zamodelowania przegrzewaczy pary pierwotnej i wtórnej.
- ekonomizer - wykorzystany do zamodelowania wstępnego podgrzewacza wody obiegowej (ekonomizera);
- wentylator - wykorzystany do zamodelowania wentylatora wyciągowego spalin oraz wentylatora spalin recyrkulowanych;
- rozdzielacz (splitter) - wykorzystany do zamodelowania miejsca poboru spalin recyrkulowanych.

Ważnym problemem jaki napotkano podczas tworzenia modelu kotła pyłowego z elementów przedstawionych powyżej był brak możliwości wyprowadzenia pyłu lotnego z komory paleniskowej w zastosowanym programie GateCycle. W związku z tym stworzono algorytm obliczeniowy, który wyznaczał odpowiedni zastępczy strumień spalin na podstawie

sczytanych parametrów termodynamicznych pyłu lotnego oraz entalpii spalin na wylocie z kotła. Strumień ten wyznaczono według następującej zależności

$$\dot{m}_{Z,SPA} = \frac{\dot{m}_{PL,1s} \cdot h_{PL,1s}}{h_{SPA,1s}} \quad (3.67)$$

Gdzie:

$\dot{m}_{Z,SPA}$ - zastępczy strumień spalin;

$\dot{m}_{PL,1s}$ - strumień pyłu lotnego na wylocie z komory paleniskowej;

$h_{PL,1s}$ - entalpia pyłu lotnego na wylocie z komory paleniskowej;

$h_{SPA,1s}$ - entalpia spalin na wylocie z komory paleniskowej.

Następnie tak wyznaczony zastępczy strumień spalin dodawany jest do głównego strumienia spalin w punkcie 1s pokazanym na **Rys. 3.5**. Dzięki takiemu rozwiązaniu możliwe jest zasymulowanie przekazywania ciepła z pyłu lotnego do czynników podgrzewanych w kotle. Ten zastępczy strumień następnie jest usuwany z ciągu spalin w elektrofiltrze.

Dla wszystkich stworzonych modeli tlenowego kotła pyłowego najważniejszymi założeniami są: spiętrzenie temperatur na zimnym końcu ekonomizera oraz zawartość molowa tlenu w utleniaczu. Pierwsza z wymienionych wielkości jest ustalana na żądanym poziomie poprzez zmianę strumienia paliwa dostarczanego do komory paleniskowej. Jednak wielkość ta nie jest zmieniana bezpośrednio. Otóż iteracyjnie uzmienniany jest strumień tlenu w utleniaczu, a przez ustalony na stałym poziomie współczynnik nadmiaru powietrza, zmienia się również wspomniany już wcześniej strumień paliwa. Natomiast zawartość molowa tlenu w utleniaczu ustalana jest na założonym poziomie poprzez iteracyjną zmianę strumienia spalin recykulowanych.

Po ustaleniu obydwu wspomnianych wielkości możliwe jest odczytanie parametrów termodynamicznych czynników w charakterystycznych punktach kotła. Parametry te dla pierwszego wariantu kotła z „recyrkulacją suchą” oraz „recyrkulacją mokrą” zintegrowanych z resztą bloku dla sprężu sprężarki powietrza w tlenowni równego 15 oraz stopnia odzysku tlenu równego 60% przedstawiono w **Tab. 3.11**. Analogiczne wyniki dla stopnia odzysku tlenu równego 90% przedstawiono w **Tab. 3.12**.

Tab. 3.11. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach modelu wariantu W1 tlenowego kotła pyłowego dla stopnia odzysku tlenu równego 60% z „recyrkulacją suchą” oraz „recyrkulacją mokrą”

Punkt		Recyrkulacja sucha				Recyrkulacja mokra			
		\dot{m} , kg/s	p, kPa	t, oC	h, kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p, kPa	t, oC	h, kJ/kg
1p - paliwo		70,75	-	15,0	-1,0	68,06	-	15,0	-1,0
1ż - żużel		2,63	-	1100,0	1126,0	2,53	-	1100,0	1126,0
Utleniacz	1u	640,04	102,0	850,0	931,2	541,44	102,0	850,0	1011,7
	2u	640,04	103,0	474,7	476,1	541,43	102,0	552,2	617,2
Spaliny	1s	704,21	100,0	2115,0	2819,3	603,16	100,0	2217,3	3233,8
	2s	704,21	100,0	1731,0	2243,7	603,16	100,0	1810,8	2561,9
	3s	704,21	100,0	1223,3	1504,3	603,16	100,0	1284,5	1720,7
	4s	704,21	100,0	1192,4	1460,3	603,16	100,0	1253,3	1672,2
	5s	704,21	100,0	1058,1	1271,4	603,16	100,0	1109,8	1451,6
	6s	704,21	99,2	765,7	873,0	603,16	99,2	796,0	986,6
	7s	704,21	98,4	506,0	539,6	603,16	98,4	515,7	597,4
	9s	707,27	97,0	390,0	399,1	603,16	97,0	390,0	433,4
	9.1s	704,21	97,0	220,4	206,2	-	-	-	-
	10s	704,21	97,0	220,4	206,2	603,16	97,0	390,0	433,4
	11s	704,21	97,0	220,4	206,2	198,03	97,0	390,0	433,4
	12s	704,21	101,3	226,1	212,4	198,03	101,3	397,3	442,6
	13.1s	675,02	101,3	46,1	26,4	-	-	-	-
	13s	174,83	101,3	46,1	26,4	170,05	101,3	46,1	26,5
	14.1s	500,20	101,3	46,1	26,4	-	-	-	-
	14.2s	500,20	112,9	56,5	35,9	-	-	-	-
	14s	-	-	-	-	405,13	97,0	390,0	433,4
	15s	500,20	112,9	320,0	305,9	405,13	112,9	415,6	466,1
	16s	500,20	112,9	802,2	890,7	405,13	112,9	800,0	992,3
	17s	500,20	112,9	850,0	952,8	405,13	112,9	850,0	1064,6
Popiół lotny	1s	3,95	100,0	2115,0	2179,8	3,80	100,0	2217,3	2286,1
	2s	3,95	100,0	1731,0	1781,2	3,80	100,0	1810,8	1864,0
	3s	3,95	100,0	1223,3	1254,0	3,80	100,0	1284,5	1317,5
	4s	3,95	100,0	1192,4	1221,9	3,80	100,0	1253,3	1285,1
	5s	3,95	100,0	1058,1	1082,5	3,80	100,0	1109,8	1136,1
	6s	3,95	99,2	765,7	778,9	3,80	99,2	796,0	810,4
	7s	3,95	98,4	506,0	509,3	3,80	98,4	515,7	519,3
	9s	3,95	97,0	390,0	388,8	3,80	97,0	390,0	388,8
	9.1s	3,95	97,0	220,4	212,7	-	-	-	-

Tab. 3.12. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach modelu wariantu W1 tlenowego kotła pyłowego dla stopnia odzysku tlenu równego 90% z „recyrkulacją suchą” oraz „recyrkulacją mokrą”

Punkt		Recyrkulacja sucha				Recyrkulacja mokra			
		\dot{m} , kg/s	p, kPa	t, oC	h, kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p, kPa	t, oC	h, kJ/kg
1p - paliwo		61,49	-	15,0	-1,0	59,34	-	15,0	-1,0
1ż - żużel		2,29	-	1100,0	1126,0	2,21	-	1100,0	1126,0
Utleniacz	1u	556,28	102,0	850,0	931,2	472,03	102,0	850,0	1011,7
	2u	556,28	103,0	474,7	476,1	472,03	102,0	552,3	617,4
Spaliny	1s	612,05	100,0	2115,0	2819,3	525,84	100,0	2217,5	3234,0
	2s	612,05	100,0	1672,5	2157,0	525,84	100,0	1750,3	2463,3
	3s	612,05	100,0	1334,9	1664,1	525,84	100,0	1400,9	1903,1
	4s	612,05	100,0	1304,3	1620,1	525,84	100,0	1370,1	1854,7
	5s	612,05	100,0	1151,7	1402,7	525,84	100,0	1207,8	1601,7
	6s	612,05	99,2	819,3	944,4	525,84	99,2	852,5	1068,3
	7s	612,05	98,4	523,1	560,8	525,84	98,4	533,9	621,9
	9s	614,70	97,0	390,0	399,1	525,84	97,0	390,0	433,8
	9.1s	612,05	97,0	220,4	206,2	-	-	-	-
	10s	612,05	97,0	220,4	206,2	525,84	97,0	390,0	433,8
	11s	612,05	97,0	220,4	206,2	172,64	97,0	390,0	433,8
	12s	612,05	101,3	226,1	212,4	172,64	101,3	397,3	443,0
	12.1s	586,68	101,3	46,1	26,4	-	-	-	-
	13s	151,95	101,3	46,1	26,4	148,27	101,3	46,1	27,4
	14.1s	434,73	101,3	46,1	26,4	-	-	-	-
	14.2s	434,73	112,9	56,5	35,9	-	-	-	-
	14s	-	-	-	-	353,20	97,0	390,0	433,8
	15s	434,73	112,9	320,0	305,9	353,20	112,9	415,6	466,5
	16s	434,73	112,9	802,2	890,7	353,20	112,9	800,0	992,4
	17s	434,73	112,9	850,0	952,8	353,20	112,9	850,0	1064,7
Popiół lotny	1s	3,43	100,0	2115,0	2179,8	3,31	100,0	2217,5	2286,2
	2s	3,43	100,0	1672,5	1720,4	3,31	100,0	1750,3	1801,2
	3s	3,43	100,0	1334,9	1369,9	3,31	100,0	1400,9	1438,4
	4s	3,43	100,0	1304,3	1338,1	3,31	100,0	1370,1	1406,5
	5s	3,43	100,0	1151,7	1179,6	3,31	100,0	1207,8	1237,9
	6s	3,43	99,2	819,3	834,5	3,31	99,2	852,5	869,0
	7s	3,43	98,4	523,1	527,0	3,31	98,4	533,9	538,2
	9s	3,43	97,0	390,0	388,8	3,31	97,0	390,0	388,8
	9.1s	3,43	97,0	220,4	212,7	-	-	-	-

Skład spalin dla pierwszego wariantu (W1) tlenowego kotła pyłowego z „recyrkulacją mokrą” oraz „recyrkulacją suchą” w charakterystycznych punktach przedstawiono w **Tab. 3.13.** Skład ten jest stały pomimo zmiany stopnia odzysku tlenu w tlenowni.

Tab. 3.13. Skład spalin w tlenowym kotle pyłowym z „suchą recyrkulacją” oraz „mokrą recyrkulacją”

Pierwiastek		Skład			
		Recyrkulacja sucha		Recyrkulacja mokra	
		molowy	masowy	molowy	masowy
Spaliny na wylocie z komory paleniskowej (p. 1s Rys. 3.5)	tlen	4,58	3,78	4,58	4,24
	dwutlenek węgla	76,37	86,64	60,24	76,76
	azot	0,50	0,36	0,39	0,32
	dwutlenek siarki	0,52	0,85	0,41	0,75
	woda	18,04	8,37	34,38	17,92
Spaliny na wlocie do instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ (p. 13s Rys. 3.5)	tlen	5,03	3,94	6,28	4,94
	dwutlenek węgla	83,86	90,38	82,62	89,38
	azot	0,55	0,38	0,54	0,37
	dwutlenek siarki	0,57	0,89	0,56	0,88
	woda	10,00	4,41	10,00	4,43

Ostatnim krokiem niezbędnym do wyłonienia lepszego pod względem termodynamicznym rozwiązania recyrkulacji spalin jest wyznaczenie sprawności kotła według zależności (2.3) oraz mocy potrzeb własnych kotła według następującej zależności:

$$N_{PW,K} = N_{W1} + N_{W2} + \dot{m}_{PAL} \cdot \varepsilon_{MW} + \dot{m}_{SP,9s} \cdot \varepsilon_{EF} \quad (3.68)$$

Gdzie:

N_{W1} - moc wentylatora wyciągowego spalin;

N_{W2} - moc wentylatora spalin recyrkulowanych,

$\dot{m}_{SP,9s}$ - strumień masowy spalin przed elektrofiltrem,

ε_{MW} - energochłonność młyna węglowego,

ε_{EF} - energochłonność elektrofiltru.

Moc wentylatora wyciągowego spalin wyznaczana jest według następującej zależności:

$$N_{W1} = \frac{\dot{m}_{11s} \cdot (h_{12s} - h_{11s})}{\eta_{SE}} = \frac{\dot{V}_{11s} \cdot \rho_{11s} \cdot l_{W1}}{\eta_{SE}} = \frac{\dot{V}_{11s} \cdot \rho_{11s}}{\eta_{SE}} \cdot \frac{\Delta p_{W1}}{\rho_{11s} \cdot \eta_{i,W1}} = \frac{\dot{V}_{11s} \cdot \Delta p_{W1}}{\eta_{SE} \cdot \eta_{i,W1}} \quad (3.69)$$

Gdzie:

l_{W1} - jednostkowa praca wentylatora;

\dot{m}_{11s} - strumień masowy spalin na wlocie do wentylatora;

\dot{V}_{11s} - objętościowy strumień spalin na wlocie do wentylatora;

h_{12s} - entalpia spalin na wylocie z wentylatora;

h_{11s} - entalpia spalin na wlocie do wentylatora,

ρ_{11s} - gęstość spalin na wlocie do wentylatora;

Δp_{w1} - przyrost ciśnienia w wentylatorze;

η_{SE} - sprawność elektromechaniczna silnika elektrycznego napędzającego wentylator;

$\eta_{i,w1}$ - sprawność wewnętrzna wentylatora.

Natomiast moc wentylatora spalin recyrkulowanych liczona jest w różny sposób dla dwóch metod recyrkulacji spalin:

$$N_{w2} = \frac{\dot{m}_{14.1s} \cdot (h_{14.2s} - h_{14.1s})}{\eta_{SE}} = \frac{\dot{m}_{14.1s} \cdot l_{w2}}{\eta_{SE}} = \frac{\dot{V}_{14.1s} \cdot \Delta p_{w2}}{\eta_{SE} \cdot \eta_{i,w2}} \quad \text{- dla rec. „suchej”} \quad (3.70)$$

$$N_{w2} = \frac{\dot{m}_{14s} \cdot (h_{15s} - h_{14s})}{\eta_{SE}} = \frac{\dot{m}_{14s} \cdot l_{w2}}{\eta_{SE}} = \frac{\dot{V}_{14s} \cdot \Delta p_{w2}}{\eta_{SE} \cdot \eta_{i,w2}} \quad \text{- dla rec. „mokrej”} \quad (3.71)$$

Gdzie:

l_{w2} - jednostkowa praca wentylatora;

$\dot{m}_{14.1s}$, \dot{m}_{14s} - strumień masowy spalin na wlocie do wentylatora;

$\dot{V}_{14.1s}$, \dot{V}_{14s} - objętościowy strumień spalin na wlocie do wentylatora;

$h_{14.2s}$, h_{15s} - entalpia spalin na wylocie z wentylatora;

$h_{14.1s}$, h_{14s} - entalpia spalin na wlocie do wentylatora,

$\rho_{14.1s}$, ρ_{14s} - gęstość spalin na wlocie do wentylatora;

Δp_{w2} - przyrost ciśnienia w wentylatorze;

$\eta_{i,w2}$ - sprawność wewnętrzna wentylatora.

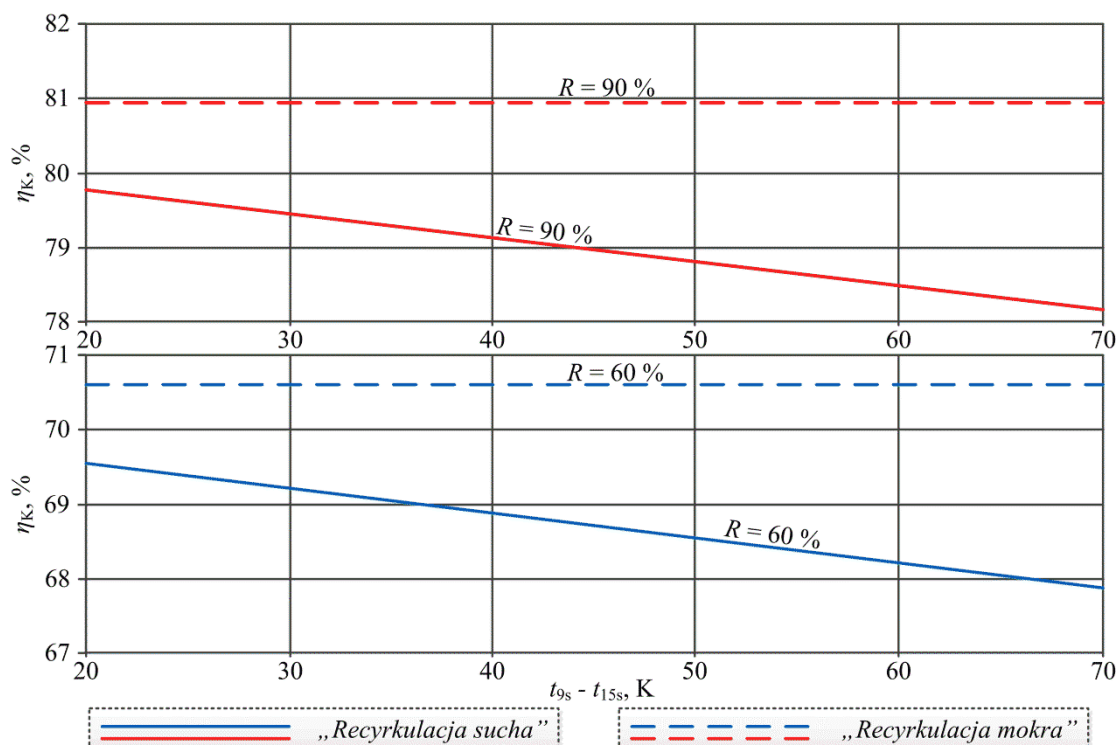
Założenia do obliczeń energochłonności przedstawiono w **Tab. 3.10.** Sprawność oraz moc potrzeb własnych tlenowego kotła pyłowego z dwoma rozwiązaniami recyrkulacji spalin wyznaczone według zależności (2.3) oraz (3.68) dla sprężu sprężarki powietrza równego 15 przedstawiono w **Tab. 3.14.**

Tab. 3.14. Wyznaczone wielkości charakterystyczne dla tlenowego kotła pyłowego z „recykulacją suchą” oraz „recykulacją mokrą”

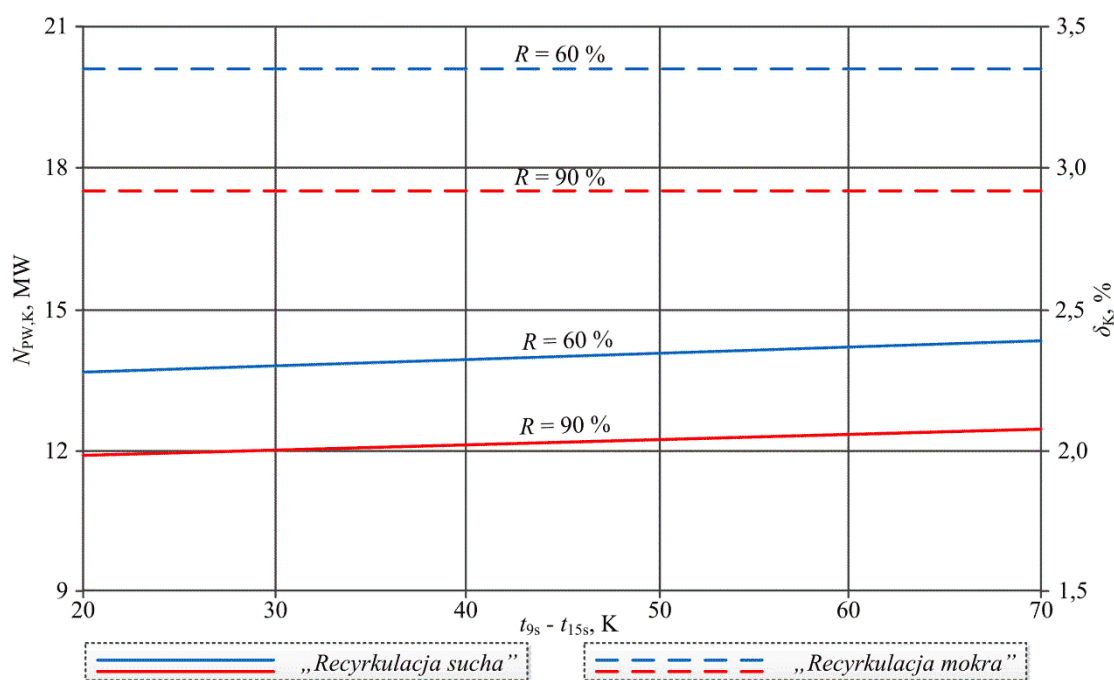
Wielkość		Stopień odzysku tlenu	
		60%	90%
Recykulacja sucha	Sprawność kotła, %	67,90	78,13
	Moc potrzeb własnych kotła, kW	14333,19	12457,66
	Wskaźnik potrzeb własnych kotła, %	2,39	2,08
	Strumień energii chemicznej paliwa, kW	1701434,83	1478747,09
Recykulacja mokra	Sprawność kotła, %	70,61	80,94
	Moc potrzeb własnych kotła, kW	20440,39	17525,23
	Wskaźnik potrzeb własnych kotła, %	3,41	2,92
	Strumień energii chemicznej paliwa, kW	1636109,07	1426951,72

Jak można zauważyć w **Tab. 3.14** dla obydwóch punktów obliczeniowych sprawność kotła jest wyższa dla kotła z „recykulacją mokrą” (o około 2,72 - 2,84 p.p.). Moc potrzeb własnych dla tego samego rozwiązania jest wyższa o około 5,1 - 5,8 MW, a strumień energii chemicznej jest mniejszy o około 51,8 - 65,5 MW.

Dodatkowo wykonano analizę wpływu zmiany spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recykulowane (PSP3) w przedziale 20 - 70 K na sprawność kotła z „recykulacją suchą” oraz na jego moc i wskaźnik potrzeb własnych. Wyniki przedstawiono odpowiednio na **Rys. 3.6.** i **Rys. 3.7.** Na wykresach tych przedstawiono dla porównania analogiczne wielkości dla kotła z „recykulacją mokrą”.



Rys. 3.6. Sprawność tlenowego kotła z „recykulacją suchą” w funkcji spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recykulowane (PSP3)



Rys. 3.7. Moc i wskaźnik potrzeb własnych kotła z „recykulacją suchą” w funkcji spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recykulowane (PSP3)

Jak można zauważyć sprawność kotła z „recykulacją suchą” maleje wraz ze wzrostem spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika PSP3. Największa wyznaczona wartość jest niższa o około 1,07 - 1,19 p.p. niż w przypadku kotła z „recykulacją mokrą”.

Natomiast moc potrzeb własnych kotła rośnie wraz ze wzrostem tego spiętrzenia temperatur, a w najlepszym przypadku jest mniejsza o około 5,6 - 6,4 MW. W **Tab. 3.15.** podsumowano wszystkie wady oraz zalety dwóch analizowanych metod recyrkulacji spalin.

Tab. 3.15. *Wady oraz zalety dwóch analizowanych metod recyrkulacji spalin*

	Recyrkulacja sucha	Recyrkulacja mokra
WADY	<ul style="list-style-type: none"> • dodatkowy podgrzewacz spalin recyrkulowanych; • większy strumień spalin w wentylatorze W1; • niższa (o około 39,6 K) temperatura utleniacza na wlocie do komory spalania; • większy strumień paliwa oraz spalin w kotle; • niższa (o 2,7-2,8 p.p.) sprawność kotła; • niezbędna jest znacznie wyższa zawartość molowa tlenu w utleniaczu (o około 3,2 p.p.) w celu zachowania wydajności wymiany ciepła jak w kotle powietrznym [14]; • wyższa zawartość dwutlenku siarki (SO₂) w spalinach (Tab. 3.13.) [22]; 	<ul style="list-style-type: none"> • znacznie wyższa temperatura spalin recyrkulowanych na wlocie do wentylatora tych spalin (W2 o około 343 K); • znacznie wyższa zawartość wilgoci w spalinach za komorą spalania oraz spalinach recyrkulowanych; • mniejsza zawartość dwutlenku węgla (o około 1,2 p.p.) w spalinach kierowanych do instalacji CC; • wyższa (o 5,1-5,8 MW) moc potrzeb własnych kotła; • wyższa temperatura w komorze spalania powoduje większą zawartość tlenków azotu (NO_x) [14], [22]; • większa zawartość pyłu lotnego w spalinach recyrkulowanych;
ZALETY	<ul style="list-style-type: none"> • znacznie niższa temperatura spalin recyrkulowanych na wlocie do wentylatora tych spalin (W2 o około 343 K); • znacznie niższa zawartość wilgoci w spalinach za komorą spalania oraz spalinach recyrkulowanych; • większa zawartość dwutlenku węgla (o około 1,2 p.p.) w spalinach kierowanych do instalacji CC; • niższa (o 5,1-5,8 MW) moc potrzeb własnych kotła; • niższa temperatura w komorze spalania powoduje mniejszą zawartość tlenków azotu (NO_x) [14], [22]; • Mniejsza zawartość pyłu lotnego w spalinach recyrkulowanych (wytrącanie się pyłu w osuszaczu spalin); 	<ul style="list-style-type: none"> • mniejszy strumień spalin w wentylatorze W1; • wyższa (o około 39,6 K) temperatura utleniacza na wlocie do komory spalania; • mniejszy strumień paliwa oraz spalin w kotle; • wyższa (o 2,7-2,8 p.p.) sprawność kotła; • niezbędna jest znacznie niższa zawartość molowa tlenu w utleniaczu (o około 3,2 p.p.) w celu zachowania wydajności wymiany ciepła jak w kotle powietrznym [14]; • Niższa zawartość dwutlenku siarki (SO₂) w spalinach (Tab. 3.13.) [22];

Wykorzystując informacje przedstawione w **Tab. 3.15.** oraz w [76] wybrano wstępnie „recyrkulację mokrą” spośród metod recyrkulacji spalin do dalszych obliczeń. Składy spalin w przypadku tej recyrkulacji (**Tab. 3.13.**) w poszczególnych punktach kotła są identyczne dla wszystkich analizowanych wariantów tlenowego kotła pyłowego. Schematy oraz parametry termodynamiczne paliwa, utleniacza ,spalin oraz pyłu lotnego dla wariantów W2 i W2

analizowanego kotła z „recyrkulacją mokrą” przedstawiono odpowiednio w załączniku E oraz załączniku F.

Jednakże w celu jednoznacznego wyboru lepszej pod względem termodynamicznym metody recyrkulacji spalin niezbędne jest wyznaczenie dodatkowo mocy potrzeb własnych pozostałych instalacji wchodzących w skład bloku typu oxy oraz jego sprawności netto. Porównanie tych wielkości wraz z zweryfikowaniem wstępnego wyboru przedstawiono w dalszej części rozprawy doktorskiej (podpunkt 4.1.).

3.4. Modelowanie instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla

Ostatnią zamodelowaną instalacją analizowanego bloku energetycznego typu oxy jest instalacja oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla. Parametry spalin na dolocie do tej instalacji są wyznaczone z obliczeń modelu kotła pyłowego (punkt D1). Układ można podzielić na dwie główne części. W pierwszej z nich spaliny są:

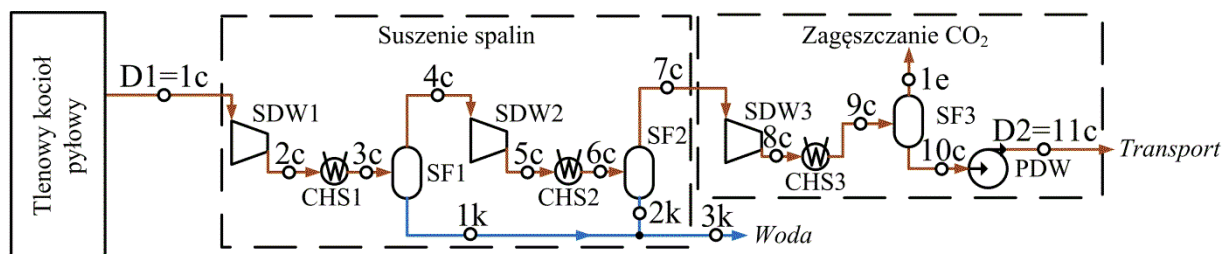
- sprężane w dwóch sekcjach sprężarki (SDW1 i SDW2 odpowiednio do ciśnienia 0,4 MPa oraz 1,6 MPa);
- schładzane do temperatury 46,1 °C (temperatura w której nastąpi skroplenie większości wody) w dwóch chłodnicach międzysekcyjnych spalin (CHS1 i CHS2);
- pozbawiane spalin znacznej części wody w dwóch separatorach fazowych (SF1 i SF2).

W drugiej części natomiast następuje:

- dalsze sprężanie spalin w ostatniej sekcji sprężarki do ciśnienia 6,5 MPa (SDW3);
- schłodzenie spalin do temperatury 11 °C (temperatura w której większość CO₂ się skropli) w chłodnicy (CHS3);
- odseparowanie skroplonego gazu (zawierającego wysoką zawartość CO₂) w separatorze fazowym (SF3);
- podniesienie ciśnienia skroplonego gazu do ciśnienia transportowego w pompie równego 15 MPa (PDW).

W tej części instalacji następuje więc zagęszczanie CO₂ oraz przygotowanie go do transportu do składowiska. Struktura tejże instalacji jest niezmienna dla trzech analizowanych wariantów bloku energetycznego typu oxy, a jej schemat z zaznaczonymi

charakterystycznymi punktami pokazano na **Rys. 3.8**. Pozostałe założenia obliczeniowe dla instalacji przedstawiono w **Tab. 3.16**.



Rys. 3.8. Schemat wariantów W1, W2 i W3 instalacji oczyszczania i sprężania CO₂

Tab. 3.16. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantów W1, W2 i W3 instalacji oczyszczania i sprężania CO₂.

Wielkość	Wartość
Sprawność izentropowa trzech sekcji sprężarki spalin (SDW1, SDW2 i SDW3), %	85
Sprawność izentropowa pompy dwutlenku węgla, %	85
Sprawność mechaniczna i elektryczna sekcji sprężarki spalin oraz pompy dwutlenku węgla, %	98

Instalacja oczyszczania i sprężania zamodelowana została w programie Aspen. W tym celu wykorzystano następujące moduły zawarte w tym programie:

- kompresor - wykorzystany do zamodelowania sekcji sprężarki spalin;
- schładzacz – wykorzystany do zamodelowania chłodnic spalin;
- separator fazowy z dwoma wylotami – wykorzystany do zamodelowania dwóch separatorów wody oraz separatora dwutlenku węgla.
- pompa - wykorzystana do zamodelowania pompy ciekłego dwutlenku węgla;
- mieszalnik - wykorzystany do zamodelowania mieszalnika skroplonej wody ze spalin.

Głównym celem instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla jest zapewnienie:

- odpowiednio wysokiej czystości CO₂ (>90 %);
- odpowiednio wysokiego stopnia odzysku CO₂ (>90 %);
- ciśnienia transportowego płynnego CO₂ (15 MPa).

Wielkości te są niezbędne by przesłać dwutlenek węgla do składowiska. W tym celu założono między innymi temperaturę za chłodnicami CHS1 i CHS2 równą 46,1 °C (w celu

wykroplenia wody w spalinach) oraz za chłodnicą CHS3 równą 11 °C (w celu zapewnienia wymaganej czystości oraz stopnia odzysku CO₂).

W **Tab. 3.17.** przedstawiono wyznaczone w modelu parametry termodynamiczne czynników w charakterystycznych punktach instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla zintegrowanego z wariantem W1 elektrowni typu oxy dla sprężu sprężarki powietrza równego 15. Analogiczne wyniki zamodelowania wariantów W2 i W3 tejże instalacji przedstawiono w załączniku H.. Natomiast w **Tab. 3.18.** przedstawiono składy spalin w charakterystycznych punktach układu. Składy te są niezmiennie dla trzech wariantów elektrowni typu oxy oraz założonych wartości sprężu sprężarki powietrza i stopnia odzysku tlenu w tlenowni.

Tab. 3.17. Parametry termodynamiczne spalin w charakterystycznych punktach instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla dla wariantu W1 elektrowni typu oxy (dla sprężu sprężarki równego 15)

R	60%				90%			
	Punkt	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C
1c	170,07	101,3	46,1	26,5	148,30	101,3	46,1	26,5
2c	170,07	400,0	161,5	158,0	148,30	400,0	161,5	158,0
3c	170,07	400,0	46,1	-39,0	148,30	400,0	46,1	-39,0
4c	163,95	400,0	46,1	220,0	142,97	400,0	46,1	220,0
5c	163,95	1600,0	180,1	343,5	142,97	1600,0	180,1	343,5
6c	163,95	1600,0	46,1	194,8	142,97	1600,0	46,1	194,8
7t	162,93	1600,0	46,1	244,2	142,08	1600,0	46,1	244,2
8c	162,93	6500,0	181,7	357,1	142,08	6500,0	181,7	357,1
9c	162,93	6500,0	11,0	-4,8	142,08	6500,0	11,0	-4,8
10c	147,96	6500,0	11,0	-105,9	129,02	6500,0	11,0	-105,9
11c	147,96	15000,0	25,3	-92,0	129,02	15000,0	25,3	-92,0
1e	14,97	6500,0	11,0	994,4	13,05	6500,0	11,0	994,4
1k	6,12	400,0	46,1	-6973,1	5,34	400,0	46,1	-6973,1
2k	1,02	1600,0	46,1	-7693,9	0,89	1600,0	46,1	-7693,9
3k	7,14	400,0	46,1	-7076,1	6,23	400,0	46,1	-7076,1

Tab. 3.18. Skład spalin w charakterystycznych punktach instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla

Punkty	Pierwiastek	Skład, %		Punkty	Pierwiastek	Skład, %	
		Molowy	Masowy			Molowy	Masowy
1c;2c;3c	tlen	6,30	4,90	1e	tlen	17,90	13,80
	dwutlenek węgla	82,60	89,40		dwutlenek węgla	79,90	84,60
	azot	0,50	0,40		azot	2,00	1,30
	dwutlenek siarki	0,60	0,90		dwutlenek siarki	0,20	0,20
	woda	10,00	4,40		woda	0,10	0,00
4c;5c;6c	tlen	6,80	5,10	1w	tlen	0,00	0,00
	dwutlenek węgla	89,90	92,70		dwutlenek węgla	0,00	0,10
	azot	0,60	0,40		azot	0,00	0,00
	dwutlenek siarki	0,60	0,90		dwutlenek siarki	0,00	0,00
	woda	2,10	0,90		woda	100,00	99,90
7c;8c;9c	tlen	6,90	5,20	2w	tlen	0,00	0,00
	dwutlenek węgla	91,20	93,30		dwutlenek węgla	0,10	0,20
	azot	0,60	0,40		azot	0,00	0,00
	dwutlenek siarki	0,60	0,90		dwutlenek siarki	0,00	0,00
	woda	0,60	0,30		woda	99,90	99,70
10c;11c	tlen	5,80	4,30	3w	tlen	0,00	0,00
	dwutlenek węgla	92,40	94,20		dwutlenek węgla	0,00	0,10
	azot	0,50	0,30		azot	0,00	0,00
	dwutlenek siarki	0,70	1,00		dwutlenek siarki	0,00	0,00
	woda	0,70	0,30		woda	100,00	99,90

Jak można zauważyć w **Tab. 3.18** zawartość dwutlenku węgla w spalinach wysyłanych do składowiska wynosi około 92,4 %. Natomiast stopień odzysku tego gazu w instalacji jest w przybliżeniu równy 91,7%. Stopień ten wyznaczono według następującej zależności:

$$R_{\text{CO}_2} = \frac{(\dot{m}_{\text{CO}_2})_{11c}}{(\dot{m}_{\text{CO}_2})_{1c}} \quad (3.72)$$

Gdzie:

$(\dot{m}_{\text{CO}_2})_{1c}$ - masowy strumień dwutlenku węgla na wejściu do instalacji oczyszczania i sprężania CO₂;

$(\dot{m}_{\text{CO}_2})_{11c}$ - masowy strumień dwutlenku węgla w skroplonym gazie kierowanym do transportu.

Ostatnią z wielkości charakteryzującą analizowaną instalację oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla jest moc potrzeb własnych tejże instalacji. Wielkość tą wyznaczono według następującej zależności:

$$N_{PW,CC} = \Sigma N_{SDW} + N_{PDW} \quad (3.73)$$

Gdzie:

ΣN_{SDW} - suma mocy trzech sekcji sprężarki spalin SDW1, SDW2 i SDW3;

N_{PDW} - moc pompy skroplonego dwutlenku węgla.

Wyznaczone moce poszczególnych sekcji sprężarki spalin, moc pompy CO₂ oraz moc potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ dla sprężu sprężarki powietrza równego 15 przedstawiono w **Tab. 3.19.**

Tab. 3.19. Moce sekcji sprężarki spali oraz pompy CO₂ w instalacji oczyszczania i sprężania CO₂

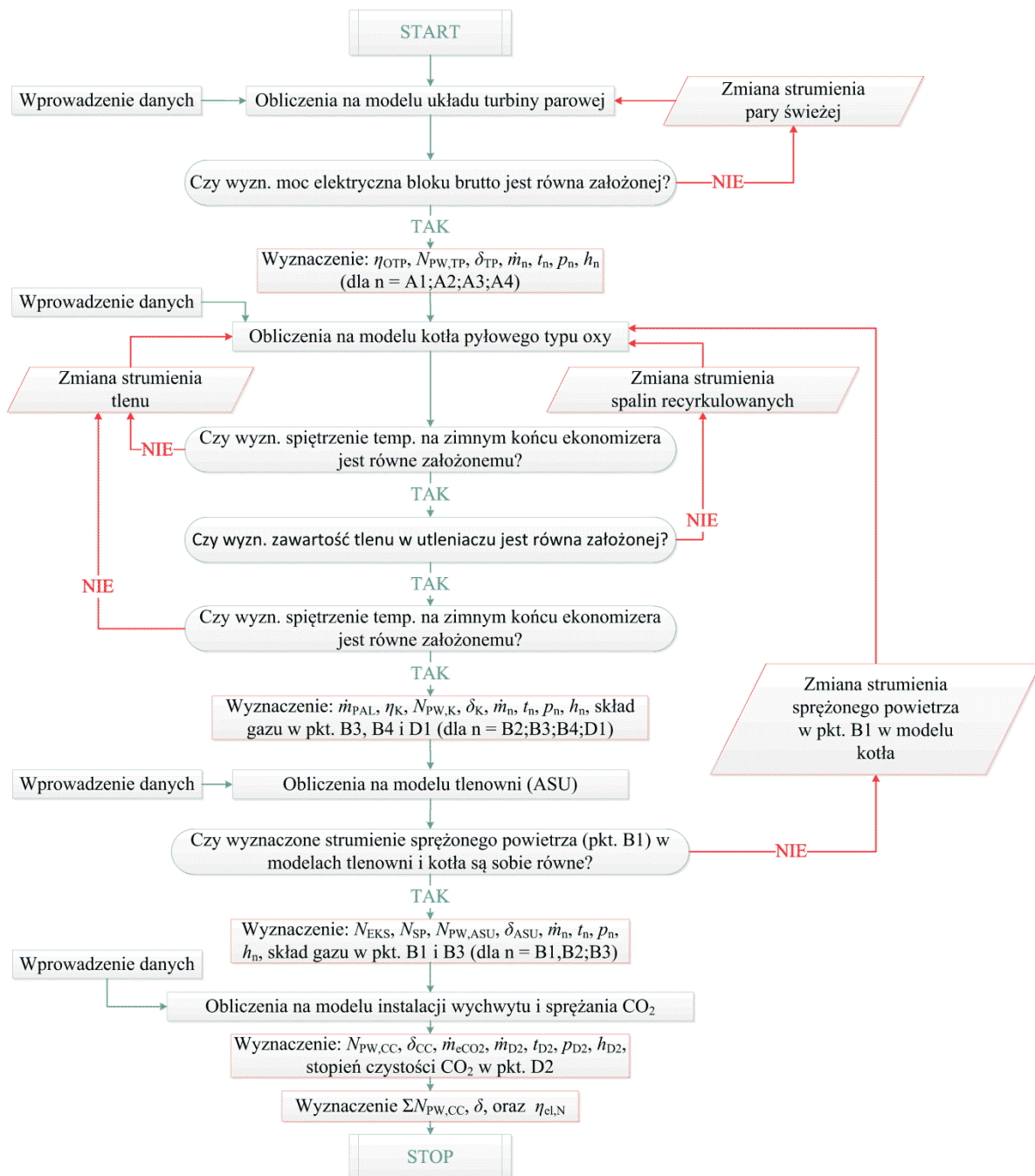
Wielkość	Wartość	
	R = 60%	R = 90%
Moc pierwszej sekcji sprężarki spalin (SDW1) , MW	20,31	18,82
Moc drugiej sekcji sprężarki spalin (SDW1) , MW	18,39	17,04
Moc trzeciej sekcji sprężarki spalin (SDW1) , MW	16,69	15,46
Moc pompy CO ₂ , MW	1,87	1,73
Moc potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ , MW	57,25	53,05
Wskaźnik potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ , %	9,54	8,84

Moc zarówno sprężarki spalin jak i pompy dwutlenku węgla zależy od składu oraz strumienia czynnika przez nie przepływającego. Jeżeli więc czynnik nie zależy od analizowanego wariantu bloku ma identyczny skład to jedyną wielkością mającą wpływ na moc potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla jest strumień spalin na wlocie do tej instalacji, a moc ta odniesiona do 1 kg spalin (w punkcie D1 na **Rys. 2.1.**) jest stała i wynosi 378,42 kJ/kg_{SPA}.

3.5. Algorytm obliczeniowy zintegrowanej elektrowni typu oxy

Obliczenia bloku typu oxy wymagają wprowadzenia algorytmu obliczeniowego, który integruje wszystkie instalacje wchodzące w skład tego bloku (kocioł, tlenownia, układ turbiny parowej oraz instalację oczyszczania i sprężania CO₂) poprzez przesyłanie odpowiednich informacji pomiędzy tymi modelami oraz odpowiednią kolejność uruchamiania obliczeń numerycznych modeli. Ogólny schemat bloku przedstawiający przepływ informacji między instalacjami (**Rys. 2.1.**) wraz z jego opisem i metodologią analizy termodynamicznej przedstawiono w podrozdziale 2.1.. Dokładniejszy schemat (**Rys. 2.2.**) z opisem działania

tych instalacji zamieszczono w podpunkcie 2.2.. Na ich podstawie stworzono algorytm obliczeniowy przedstawiony jest na **Rys. 3.9.**



Rys. 3.9. Schemat algorytmu obliczeniowego

Jak można zauważyć na **Rys. 3.9.** algorytm obliczeniowy analizowanego bloku typu oxy rozpoczyna się od obliczeń modelu układu turbiny parowej. W modelu tym zastosowano obliczenia iteracyjne wykorzystujące model wykonany w programie GateCycleTM, w których uzmienniany jest strumień pary świeżej do momentu osiągnięcia założonej mocy elektrycznej brutto układu. Po zakończeniu obliczeń w modelu wyznaczone są następujące wielkości: sprawność termiczna obiegu turbiny parowej (η_{OTP}), moc potrzeb własnych układu turbiny

parowej ($N_{PW,TP}$), wskaźnik potrzeb własnych układu turbiny parowej (δ_{TP}), a określone parametry wody i pary (strumień masowy, temperatura, ciśnienie i entalpia) w punktach A1, A2, A3 i A4 (**Rys. 2.2.**) przekazywane są do modelu kotła.

Następne w kolejności realizowane są obliczenia modelu kotła pyłowego typu oxy. Obliczenia te są rozpoczynane od wstępnego założenia parametrów termodynamicznych sprężonego powietrza przesyłanego do modelu kotła w celu podgrzania. Następnie iteracyjne wyznaczany jest strumień tlenu. W modelu komory paleniskowej kotła według wartości tego strumienia oraz założonego współczynnika nadmiaru tlenu dobierany jest odpowiedni strumień paliwa, a wraz z tym strumieniem zmienia się spiętrzenie temperatur na zimnym końcu ostatniego z wymienników w ciągu kotłowym (wymieniakiem tym jest ekonomizer). Te obliczenia iteracyjne kontynuowane są do momentu osiągnięcia założonego spiętrzenia. Następnie uzmienniany jest strumień recyrkulowanych spalin do momentu osiągnięcia założonej zawartości tlenu w utleniaczu. Obliczenia modelu zakańczane są ponownym sprawdzeniem czy spiętrzenie temperatur na zimnym końcu ekonomizera jest równe założonemu. W przeciwnym przypadku po raz kolejny uzmienniany jest strumień tlenu w utleniaczu. Po zakończeniu obliczeń w modelu wyznaczane są następujące wielkości: strumień paliwa (\dot{m}_{PAL}), sprawność kotła (η_K), moc potrzeb własnych kotła ($N_{PW,K}$), wskaźnik potrzeb własnych kotła (δ_K), skład gazu w punktach B3, B4 i D1 (**Rys. 2.2.**) oraz parametry gazów (strumień masowy, temperatura, ciśnienie i entalpia) w punktach B2, B3, B4 i D1 (**Rys. 2.2.**).

Obliczenia modelu tlenowni rozpoczynane są od wyznaczenia strumienia powietrza (według założonego stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej), ciśnienia oraz temperatury powietrza kierowanego do podgrzania w modelu kotła (według założonego sprężu sprężarki powietrza). Kolejnym krokiem jest sprawdzenie czy strumienie powietrza w punktach integracji modelu kotła oraz tlenowni w obydwu modelach są sobie równe (punkt B1 - - **Rys. 2.2.**). W przypadku niezgodności tych wielkości powtarzane są obliczenia modelu kotła dla nowego strumienia masowego powietrza, a następnie przeliczany jest model tlenowni. Po zakończeniu obliczeń w modelu wyznaczane są następujące wielkości: moc ekspandera (N_{EKS}), moc sprężarki powietrza (N_{SP}), moc potrzeb własnych tlenowni ($N_{PW,ASU}$), wskaźnik potrzeb własnych tlenowni (δ_{ASU}), skład gazu w punkcie B3 (**Rys. 2.2.**) oraz parametry gazów (strumień masowy, temperatura, ciśnienie i entalpia) w punktach B1, B2 i B3 (**Rys. 2.2.**).

Ostatecznie rozpoczynane są obliczenia modelu instalacji oczyszczania i sprężania CO₂. Tutaj według poczynionych założeń wyznaczane są następujące parametry: moc potrzeb

własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ ($N_{PW,CC}$), wskaźnik potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ (δ_{CC}), strumień masowy dwutlenku węgla emitowanego do atmosfery (\dot{m}_{eCO_2}), strumień masowy, temperatura, ciśnienie, entalpia, i stopień czystości dwutlenku węgla wysyłanego do składowiska (punkt D2 - **Rys. 2.2.**) . Na tym etapie możliwe jest już wyznaczenie mocy (ΣN_{PW}) i wskaźnika (δ) potrzeb własnych bloku oraz sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto ($\eta_{el,N}$).

4. Analiza termodynamiczna

W niniejszym rozdziale znajdują się wyniki analizy termodynamicznej. Analiza ta jest niezbędna w przypadku wyboru metody recyrkulacji spalin i oceny pracy trzech wariantów zamodelowanej elektrowni typu oxy oraz elektrowni referencyjnej. Część wskaźników wyznaczonych podczas tej analizy wykorzystywane jest w kolejnych rozdziałach rozprawy jako dane wejściowe. Analizie tej poddano:

- trzy warianty analizowanej elektrowni oxy;
- trzy warianty elektrowni referencyjnej;
- trzy warianty elektrowni oxy z zastąpieniem regeneracyjnych podgrzewaczy wody w układzie turbiny parowej;
- trzy warianty elektrowni oxy z zastąpieniem regeneracyjnych podgrzewaczy wody w układzie turbiny parowej oraz organicznym obiegiem Rankien`a.

4.1. Wybór metody recyrkulacji spalin

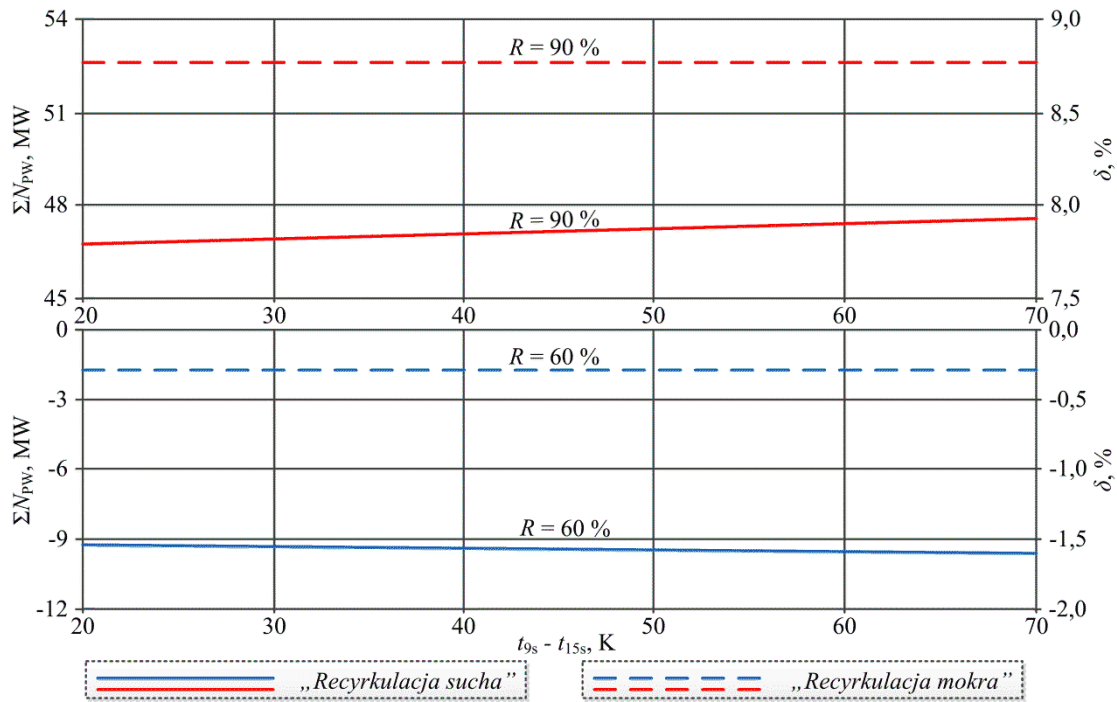
Wstępna analiza dwóch metod recyrkulacji spalin branych pod uwagę znajduje się w podrozdziale 3.3.. Została ona rozszerzona jak w [76] o porównanie mocy potrzeb własnych pozostałych instalacji (układu turbiny parowej, tlenowni oraz instalacji oczyszczania i sprężania CO₂), mocy potrzeb własnych bloku oraz sprawności bloku brutto i netto. Wielkości wymienione powyżej zestawiono ze sobą w **Tab. 4.1.** dla bloku typu oxy z dwoma metodami recyrkulacji spalin. Sprawność kotła oraz jego moc potrzeb własnych przedstawiono wcześniej w **Tab. 3.14.**

Tab. 4.1. Wskaźniki termodynamiczne dla bloku oxy z recyrkulacją „suchą” oraz „mokrą” spalin

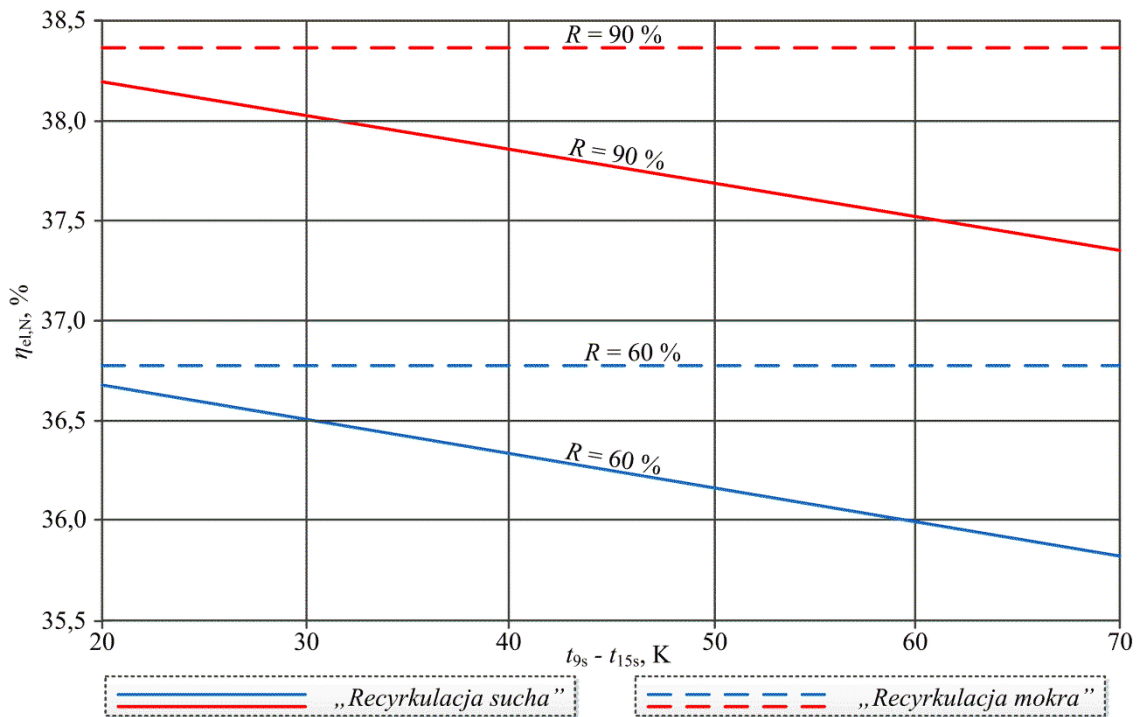
Wielkość		Stopień odzysku tlenu	
		60%	90%
Recyrkulacja sucha	Moc potrzeb własnych tlenowni, MW	-110,56	-42,83
	Moc potrzeb własnych układu turbiny parowej, MW	20,44	20,44
	Moc potrzeb własnych instalacji CC, MW	66,16	57,50
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	-9,63	47,57
	Wskaźnik potrzeb własnych tlenowni, %	-18,43	-7,14
	Wskaźnik potrzeb własnych układu turbiny parowej, %	3,41	3,41
	Wskaźnik potrzeb własnych instalacji CC, %	11,03	9,58
	Wskaźnik potrzeb własnych bloku, %	-1,61	7,93
	Sprawność bloku brutto, %	35,26	40,57
	Sprawność bloku netto, %	35,83	37,36
Recyrkulacja mokra	Moc potrzeb własnych tlenowni, MW	-106,61	-41,45
	Moc potrzeb własnych układu turbiny parowej, MW	20,44	20,44
	Moc potrzeb własnych instalacji CC, MW	64,32	56,10
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	-1,74	52,63
	Wskaźnik potrzeb własnych tlenowni, %	-17,77	-6,91
	Wskaźnik potrzeb własnych układu turbiny parowej, %	3,41	3,41
	Wskaźnik potrzeb własnych instalacji CC, %	10,72	9,35
	Wskaźnik potrzeb własnych bloku, %	-0,29	8,77
	Sprawność bloku brutto, %	36,68	42,05
	Sprawność bloku netto, %	36,78	38,36

Jak można zauważyć w **Tab. 4.1.** dla bloku energetycznego z „recyrkulacją mokrą” moc potrzeb własnych jest większa o 5,1-7,9 MW (wskaźnik potrzeb własnych o 0,85 - 1,32 p.p.), więc wybrać należy „recyrkulację suchą”. Dlatego można rozpatrywać tylko łącznie sprawność kotła i wskaźnik potrzeb własnych. Wskaźnikiem termodynamicznym uwzględniającym obydwie wielkości jest sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto, która to jest wyższa o około 0,95-1,00 p.p. dla bloku z „recyrkulacją mokrą”.

Dodatkowo podobnie jak w podpunkcie 3.3. dokonano analizy wpływu zmiany spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recyrkulowane (PSP3) w przedziale 20 - 70 K na moc i wskaźnik potrzeb własnych bloku typu oxy oraz jego sprawność netto. Wyniki przedstawiono odpowiednio na **Rys. 4.1.** i **Rys. 4.2.**



Rys. 4.1. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych bloku typu oxy z „recykulacją suchą” w funkcji spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recykulowane (PSP3)



Rys. 4.2. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto w funkcji spiętrzenia temperatury na gorącym końcu wymiennika spaliny-spaliny recykulowane (PSP3) dla bloku typu oxy z „recykulacją suchą”

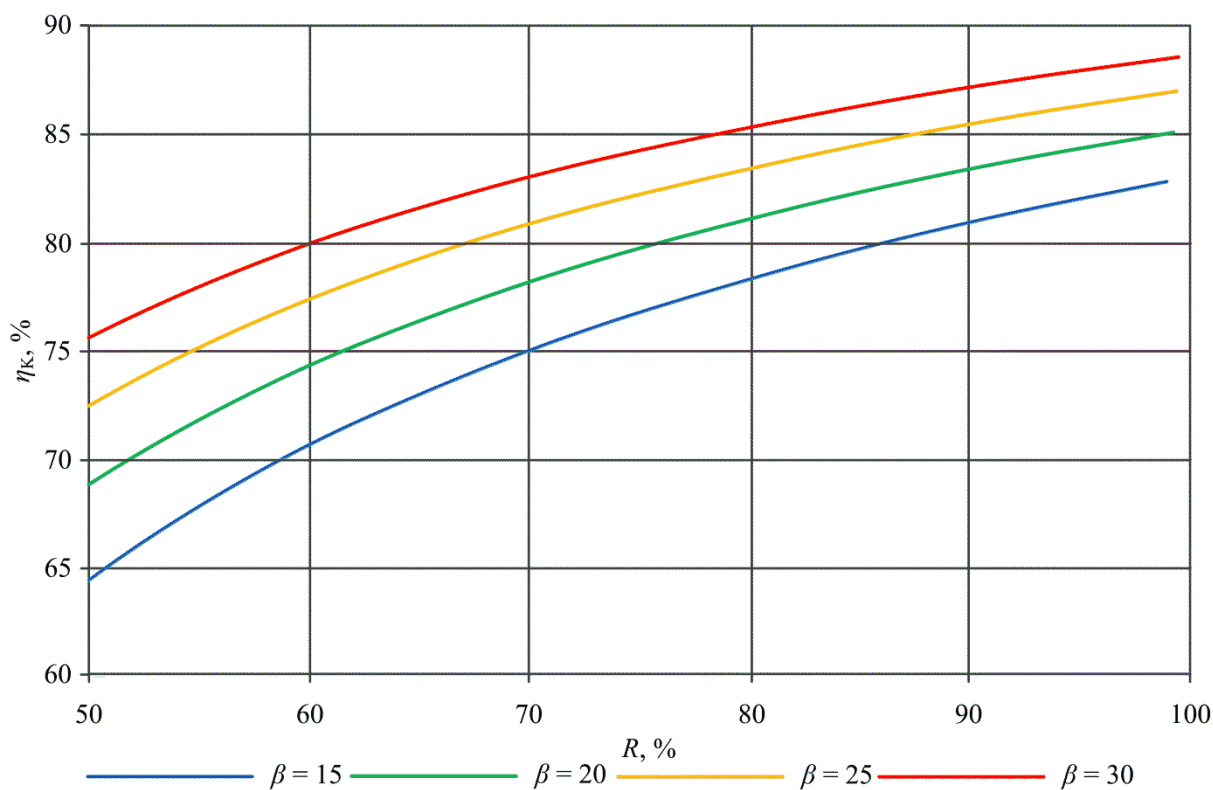
Jak można zauważyć moc potrzeb własnych bloku z „recykulacją suchą” dla stopnia odzysku tlenu równego 60 % maleje wraz ze wzrostem spiętrzenia temperatury na gorącym

końcu wymiennika PSP3, a dla większego stopnia ($R = 90\%$) rośnie. Jest ona mniejsza o około 5,91-7,89 MW od bloku z „recykulacją mokrą”. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto („recykulacja sucha”) maleje wraz ze wzrostem tego spiętrzenia temperatur nie zależnie od założonego stopnia odzysku tlenu. Największa wyznaczona wartość jest niższa o około 0,10 ($R = 0,6$) - 0,16 ($R = 0,9$) p.p. niż w przypadku „recykulacji mokrej”. Należy jednak pamiętać, że spiętrzenie temperatury równe 20 K w wymiennikach ciepła gaz (zapyłony)-gaz jest niezwykle trudne oraz kosztowne do osiągnięcia. W związku z powyższym wstępny wybór kotła z „mokrą recykulacją” spalin do dalszych obliczeń okazał się prawidłowy.

4.2. Wyniki analizy termodynamicznej

Wyniki analizy termodynamicznej wariantu W1 elektrowni typu oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza przedstawiono w niniejszym rozdziale. Analogiczne wyniki dla wariantów W2 i W3 tej elektrowni przedstawiono odpowiednio w załączniku I. oraz załączniku J..

Pierwszą wielkością niezbędną do wyznaczenia sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto jest sprawność kotła pyłowego wyznaczona według zależności (2.3). Sprawność tą (odnoszącą się do wariantu W1 bloku oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) przedstawiono na **Rys. 4.3.**

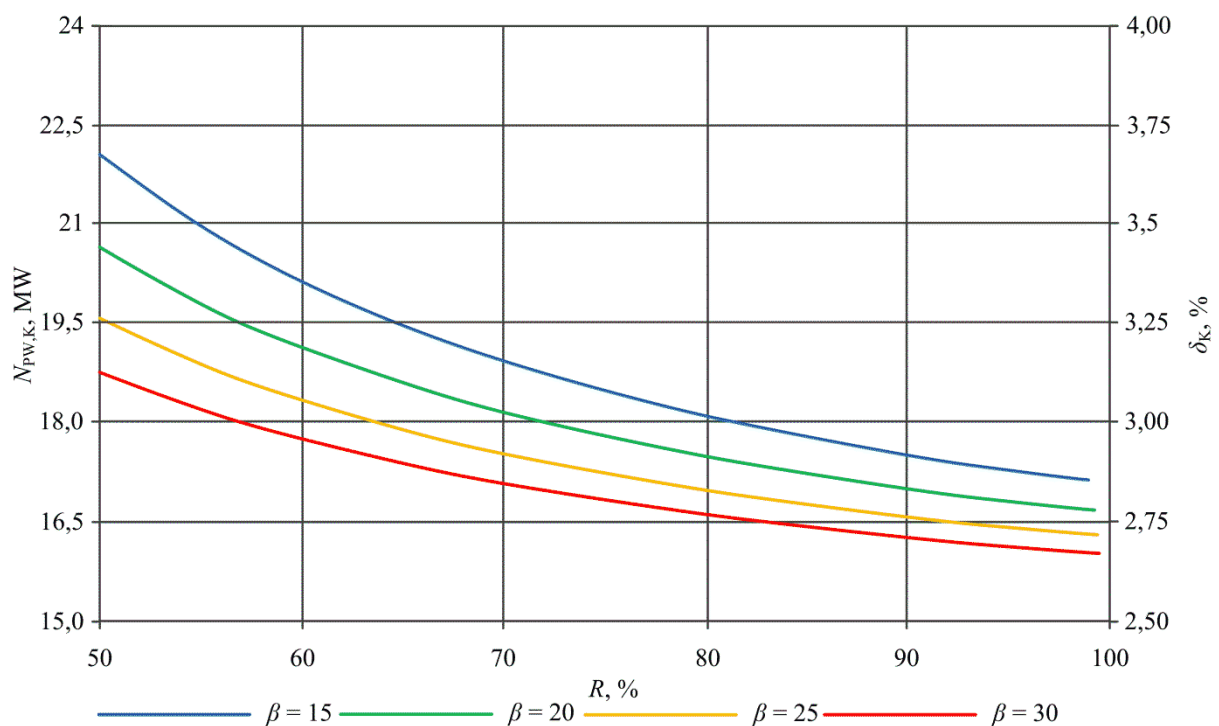


Rys. 4.3. Sprawność kotła pyłowego (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.3.** nie zależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza sprawność kotła pyłowego rośnie wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu. Najwyższe sprawności występują dla największego sprężu równego 30 oraz maleją wraz ze spadkiem tego sprężu (sprawność ta zmienia się w przedziale od 64,4 % do 88,7 %). Ciepło doprowadzone do układu turbiny parowej jest stałe. Zatem wzrost sprawności kotła spowodowany jest zmniejszającym się strumieniem paliwa na wlocie do komory spalania. Zmniejszanie się tego strumienia w przypadku podnoszenia stopnia odzysku tlenu związane jest ze zmniejszającym się strumieniem powietrza pobieranego do tlenowni, które to następnie podgrzewane jest w kotle (wymagany jest coraz mniejszy strumień ciepła do podgrzania powietrza). Natomiast w przypadku wzrostu sprężu sprężarki powietrza następuje wzrost temperatury powietrza na wlocie do kotłowego podgrzewacza powietrza (coraz mniejszy strumień ciepła doprowadzany do wymiennika).

Kolejnymi wielkościami niezbędnymi do wyznaczenia sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto przy wykorzystaniu równania (2.5) jest moc potrzeb własnych bloku. Moc ta jest sumą mocy potrzeb własnych obiegu turbiny parowej, kotła pyłowego typu oxy, tlenowni oraz instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ (podrozdział 2.1.). Pierwsza

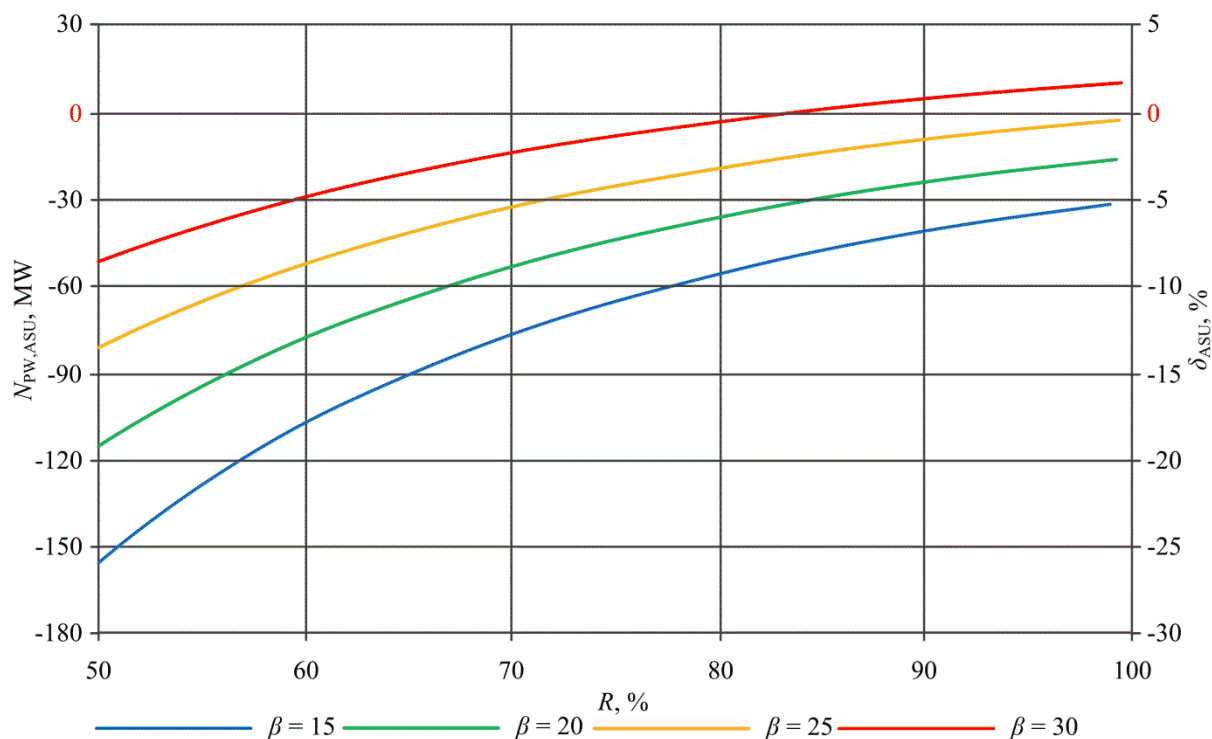
z wymienionych wielkości dla rozpatrywanego wariantu bloku oxy jest stała dla całego badanego obszaru zmienności sprężu sprężarki powietrza oraz stopnia odzysku tlenu. Dla wariantu W1, W2 oraz W3 wynosi ona odpowiednio 20,4 MW, 22,6 MW i 18,9 MW (rozdział 3.1 **Tab. 3.3.** strona 53). Natomiast moc oraz wskaźnik potrzeb własnych kotła pyłowego typu oxy (odniesione do wariantu W1 bloku oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15; 20; 25; 30$) przedstawiono na **Rys. 4.4.** Analogicznie na **Rys. 4.5.** oraz **Rys. 4.6** pokazano charakterystyki odpowiednio moce (oraz wskaźniki) potrzeb własnych tlenowni i instalacji oczyszczania i sprężania CO₂.



Rys. 4.4. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych kotła pyłowego typu oxy (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.4.** nie zależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza moc potrzeb własnych tlenowego kotła pyłowego maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu. Najmniejsza moc występuje dla największego sprężu równego 30 oraz rośnie wraz ze zmniejszaniem tego sprężu. Jak już wspomniano podczas opisu wykresu sprawności kotła zwiększanie sprężu sprężarki powietrza oraz zwiększanie stopnia odzysku tlenu w tlenowni powoduje zmniejszanie się strumienia paliwa podawanego do młyna węglowego. Wraz z tym strumieniem maleją proporcjonalnie strumienie spalin przepływających przez elektrofiltr, wentylator wyciągowy spalin oraz wentylator spalin recykulowanych. Moc tych

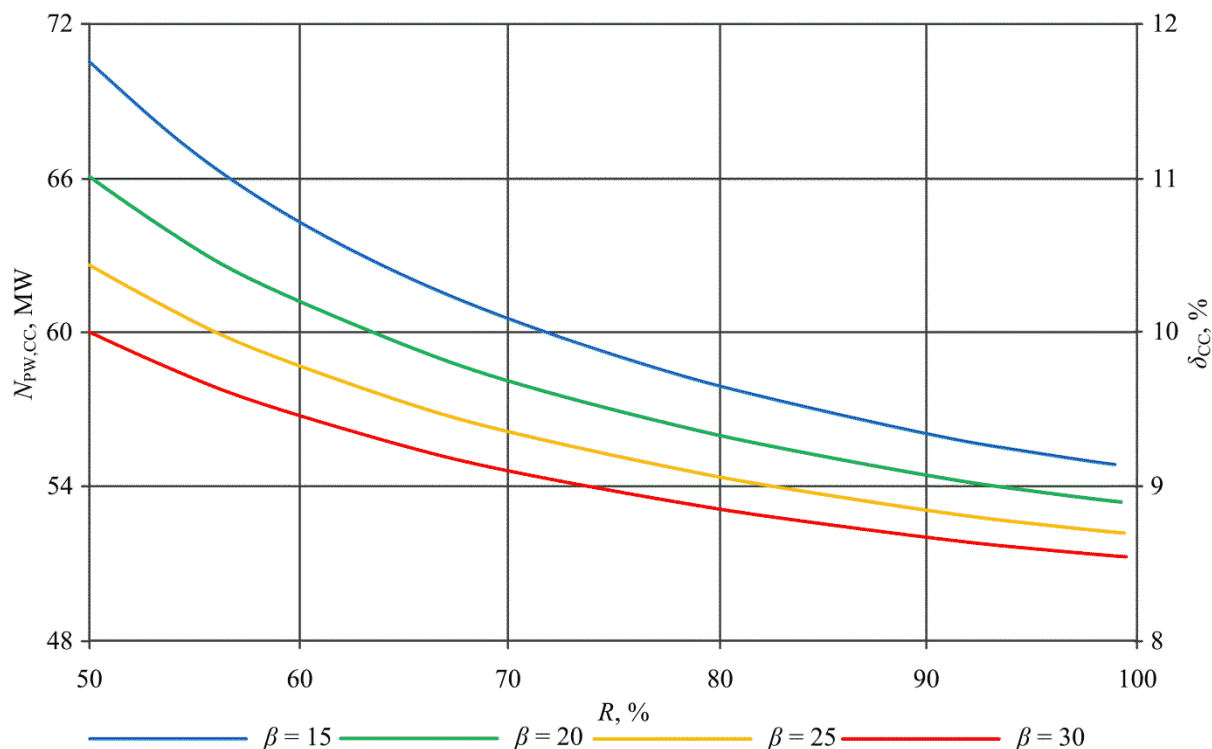
urządzeń jest wprost proporcjonalna do tych strumieni, więc moc i wskaźnik potrzeb własnych maleje wraz z wymienionymi strumieniami. Moc potrzeb własnych kotła zmienia się w przedziale od 16,0 MW ($\delta_K = 2,7\%$) do 22,0 MW ($\delta_K = 3,7\%$).



Rys. 4.5. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych tlenowni (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.5.** moc potrzeb własnych tlenowni rośnie wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu. Najmniejsze moce występują dla najmniejszego sprężu sprężarki powietrza równego 15 oraz rosną wraz ze wzrostem tego sprężu. W przypadku stopnia odzysku tlenu wzrost tej mocy spowodowany jest znacznym zmniejszaniem się stosunku strumienia gazu w ekspanderze do strumienia powietrza w sprężarce powietrza. Tym samym zmniejsza się również stosunek mocy ekspandera do mocy sprężarki (zgodnie z równaniami (3.64) i (3.63)). Natomiast w przypadku wzrostu sprężu sprężarki powietrza następuje znaczny wzrost mocy sprężarki powietrza (zgodnie z równaniem (3.63)), a moc ekspandera przy stałej temperaturze na wlocie rośnie o znacznie mniejsze wartości (zgodnie z równaniem (3.64)). Efektem tego jest wzrost mocy potrzeb własnych tlenowni. Dodatkowo należy podkreślić, że dla sprężu równego 15, 20 i 25 moc potrzeb własnych tlenowni jest mniejsza od zera dla całego analizowanego przedziału stopnia odzysku tlenu. Natomiast dla sprężu równego 30 osiąga ona zero dla stopnia odzysku równego około 83,3%. Moc potrzeb

własnych tlenowni mienia się w przedziale od -155,7 MW ($\delta_{ASU} = -26,0\%$) do 11,2 MW ($\delta_{ASU} = 1,87\%$).

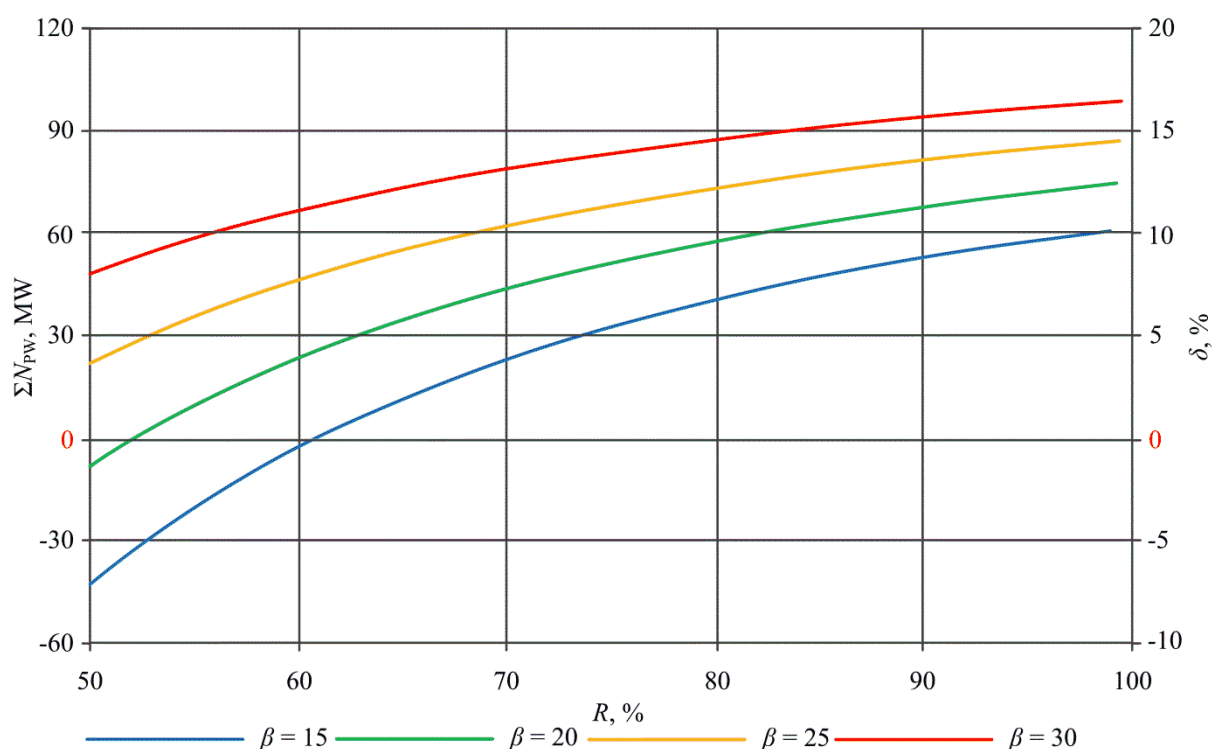


Rys. 4.6. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.6.** moc potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu. Najmniejsza moc występująca dla największego sprężu sprężarki powietrza równego 30 oraz rośnie wraz ze zmniejszaniem tego sprężu. Zależności te spowodowane są (podobnie jak w przypadku mocy potrzeb własnych kotła) zmniejszającym się strumieniem paliwa wywołanym poprzez podnoszenie stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza, a tym samym proporcjonalnym zmniejszaniem się strumienia spalin wprowadzanych do instalacji oczyszczania i sprężania CO₂. Moc potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ zmienia się w przedziale od 51,2 MW ($\delta_{CC} = 8,53\%$) do 70,5 MW ($\delta_{CC} = 11,8\%$).

Korzystając z wyznaczonych mocy potrzeb własnych instalacji wchodzących w skład bloku typu oxy przedstawionych w **Tab. 3.3.** oraz na **Rys. 4.5.**, **Rys. 4.4.** i **Rys. 4.6.**, można wyznaczyć moc potrzeb własnych elektrowni oxy według równania (2.6) ze strony 34. Wielkość tą wraz ze wskaźnikiem mocy potrzeb własnych bloku wyznaczone dla wariantu

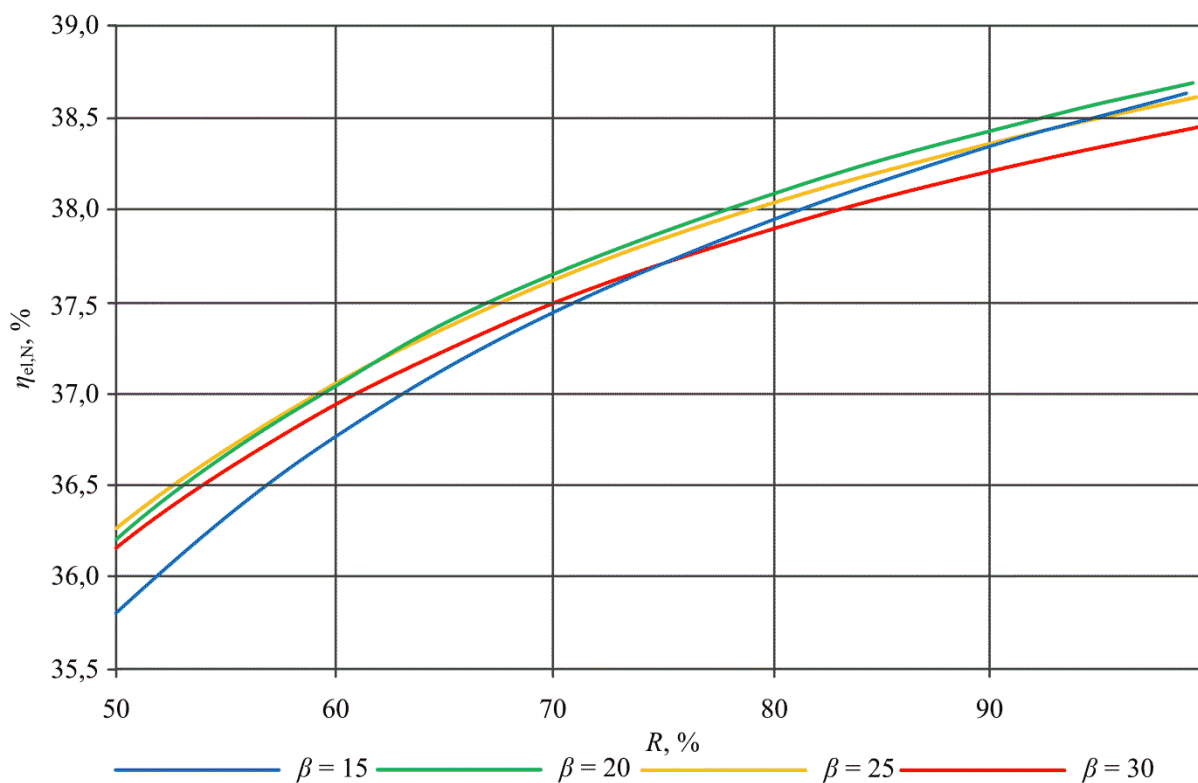
W1 tego bloku w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) przedstawiono na **Rys. 4.7.**



Rys. 4.7. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych wariantu W1 bloku typu oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.7.** niezależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza moc potrzeb własnych bloku typu oxy rośnie wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu. Najmniejsza moc występuje dla najmniejszego sprężu równego 15 oraz rośnie wraz ze zwiększaniem tego sprężu. Spośród wszystkich wyznaczonych mocy (wskaźników) potrzeb własnych największy wpływ na przyrost mocy potrzeb własnych bloku oxy (związany ze zwiększaniem β i R) ma moc potrzeb własnych tlenowni. Otóż pomimo stałej bądź malejącej tendencji (wraz ze wzrostem β i R) pozostałych wielkości ΣN_{PW} rośnie wraz ze wzrostem sprężu sprężarki powietrza i stopnia odzysku tlenu. Moc potrzeb własnych bloku typu oxy zmienia się w przedziale od -42,7 MW ($\delta = -7,1\%$) do 98,9 MW ($\delta = 16,5\%$).

Po wyznaczeniu wszystkich składowych równania (2.5) możliwe jest określenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto dla analizowanego bloku typu oxy. Wielkość ta odniesiona do wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) pokazana została na **Rys. 4.8.**

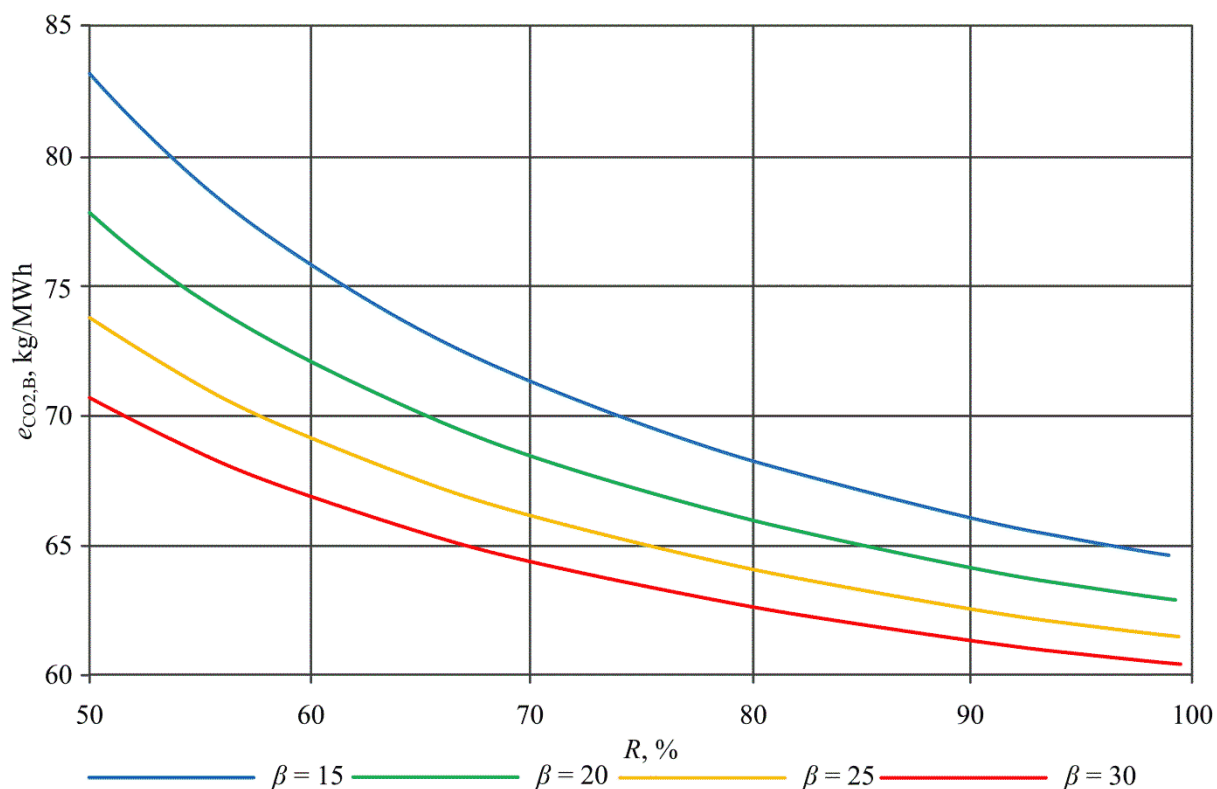


Rys. 4.8. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W1 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.8.** niezależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza sprawność wytwarzania energii elektrycznej rośnie wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu. Jednoznaczne określenie wpływu zmiany sprężu sprężarki powietrza na zmianę tej sprawności nie jest możliwe na podstawie tego rysunku.

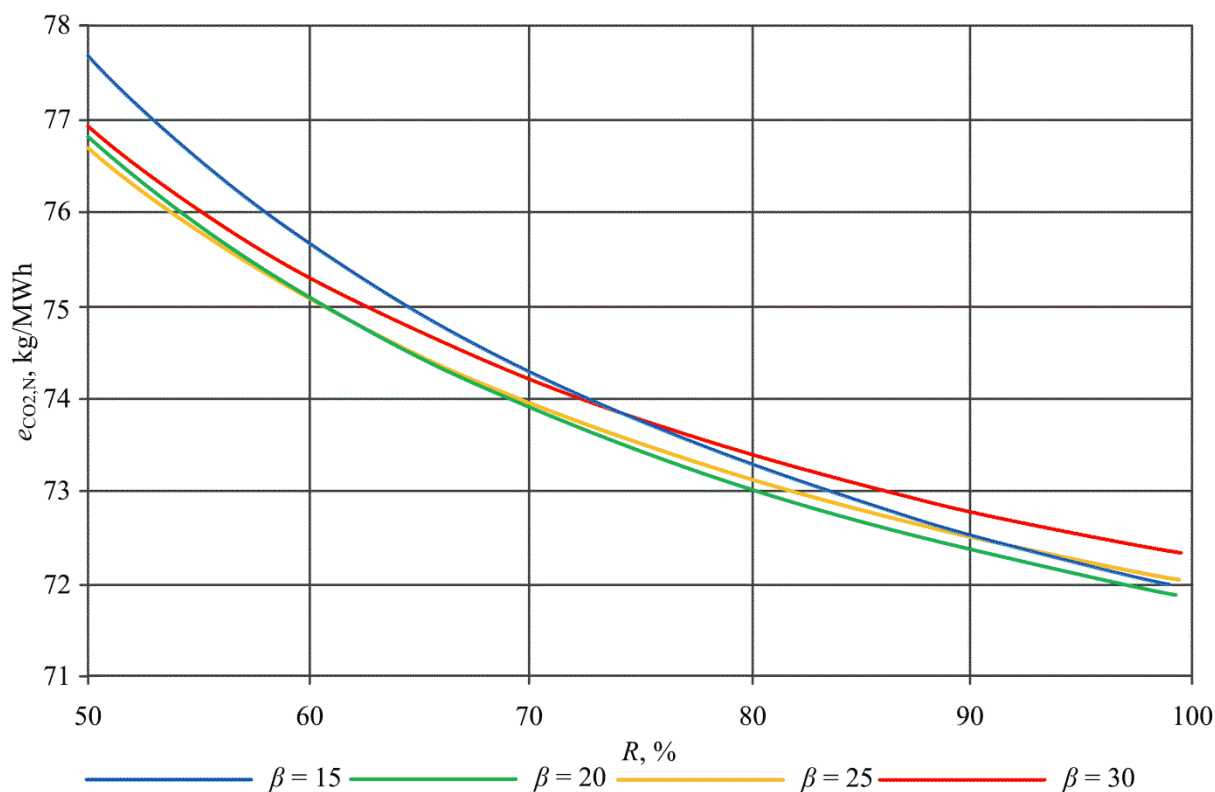
Niezwykle ważnymi wielkościami charakteryzującymi prace niskoemisyjnych elektrowni (wśród których wyróżnić można elektrownie typu oxy) są jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej bloku brutto oraz analogiczna emisja względem mocy elektrycznej bloku netto. Wielkości te wyznaczone są odpowiednio według równań (2.9) i (2.10). Składowymi tych zależności są moc elektryczna brutto bloku, moc potrzeb własnych oraz strumień dwutlenku węgla emitowanego do atmosfery. Pierwsza z wymienionych wielkości według założeń jest stała i wynosi 600 MW. Natomiast drugą wyznaczono podczas określania sprawności netto bloku (**Rys. 4.7.**). Ostatnia z wymienionych wielkości wyznaczona została podczas obliczeń modelu termodynamicznego elektrowni oxy. Jednostkową emisję CO₂ względem mocy elektrycznej bloku brutto odniesiona do wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta =$

15;20;25;30) pokazano na **Rys. 4.9.**, a na **Rys. 4.10.** analogicznie przedstawiono jednostkową emisję CO₂ względem mocy elektrycznej bloku netto.



Rys. 4.9. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej brutto wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.9.** jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej brutto bloku oxy maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza. Moc bloku brutto jest stała, więc wielkość ta jest wprost proporcjonalna do strumienia spalin wysyłanego do atmosfery. Wielkość ta jest z kolei silnie powiązana ze strumieniem spalin wysyłanych do instalacji oczyszczania i sprężania CO₂, a tym samym ze strumieniem paliwa trafiającego do kotła pyłowego (maleje wraz ze wzrostem β i R). Ta emisja jednostkowa zmienia się w przedziale od 60,4 kg/MWh do 83,1 kg/MWh.

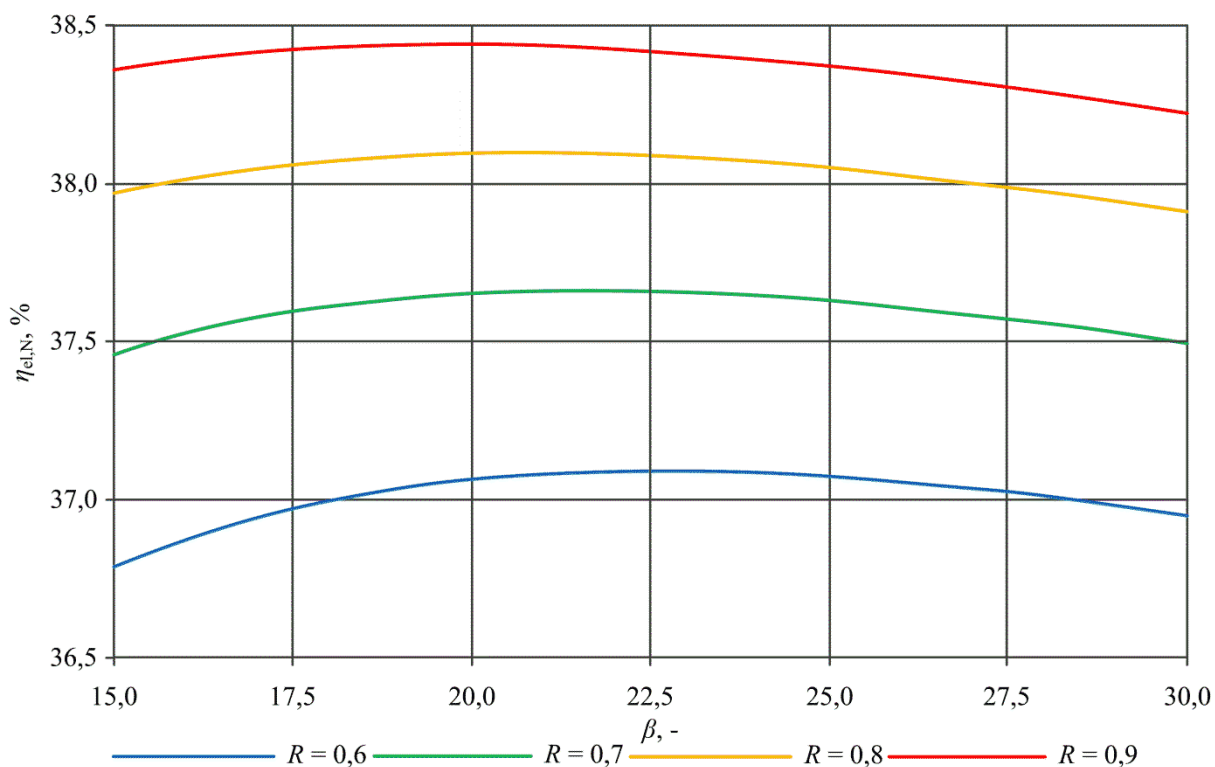


Rys. 4.10. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.10** jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto bloku oxy maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu. Określenie wpływu zmiany sprężu sprężarki powietrza na zmianę tej wielkości nie jest możliwe na podstawie tego rysunku. Biorąc pod uwagę fakt, że wielkość ta jest wprost proporcjonalna do odwrotności sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto to wywnioskować można, że przyjmuje ona wartość minimalną gdy wspomniana sprawność osiąga wartość maksymalną.

4.2.1. Dyskusja wyników analizy termodynamicznej

Jak już wspomniano wcześniej jednoznaczne określenie wpływu zmiany sprężu sprężarki powietrza na zmianę sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto nie jest możliwe na podstawie **Rys. 4.8.** Zatem wyznaczono wpływ zmiany sprężu sprężarki powietrza na sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla stałego stopnia odzysku tlenu. Zależność tą dla R = 60%, 70%, 80% oraz 90% przedstawiono na **Rys. 4.11.**



Rys. 4.11. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W1 elektrowni oxy w funkcji sprężu sprężarki powietrza

Jak można zauważyć na **Rys. 4.11.** (nie zależnie od założonego stopnia odzysku tlenu) wraz ze wzrostem sprężu sprężarki powietrza sprawność netto bloku rośnie, aż do osiągnięcia wartości maksymalnej, a następnie zaczyna spadać. Warto podkreślić również, że wartości maksymalnej sprawności dla różnych stopni odzysku tlenu nie występują przy tej samej wartości sprężu.

Sprawność kotła (patrz **Rys. 4.3.**) oraz wskaźnik potrzeb własnych bloku oxy (patrz **Rys. 4.7.**) wyznaczone podczas analizy termodynamicznej rosną wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza. Zależności $\eta_K = f(R)$ dla różnych badanych β się ze sobą nie przecinają. Podobnie zachowują się charakterystyki $\delta = f(R)$ (dla różnych badanych β). Wydawało się więc, że analogicznie będzie zachowywać się sprawność netto elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu. Tymczasem z **Rys. 4.8.** i **Rys. 4.11.** wynika, iż tak nie jest. Poniżej podjęto próbę dyskusji takiego przebiegu funkcji.

Sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej w badanym układzie wyznaczyć można według zależności (2.7):

$$\eta_{el,N} = \eta_{OTP} \cdot \eta_K \cdot (1 - \delta) = f(\eta_K, \delta) \quad (4.1)$$

Jeżeli założymy, że sprawność obiegu turbiny parowej będzie stała ale zwiększane będą sprawność kotła o $\Delta\eta_K$ oraz wskaźnik potrzeb własnych o $\Delta\delta$ to przyrost sprawności takiego układu wyznaczmy według wzoru:

$$\Delta\eta_{el,N} = \frac{\partial f}{\partial \eta_K} \cdot \Delta\eta_K + \frac{\partial f}{\partial \delta} \cdot \Delta\delta \quad (4.2)$$

Po podstawieniu pochodnych do równania (4.2) ostatecznie otrzymano:

$$\Delta\eta_{el,N} = \eta_{OTP} \cdot (1 - \delta) \cdot \Delta\eta_K - \eta_{OTP} \cdot \eta_K \cdot \Delta\delta \quad (4.3)$$

Zatem wywnioskować można, że warunkiem wzrostu sprawności netto bloku oxy jest następująca zależność:

$$\eta_{OTP} \cdot (1 - \delta) \cdot \Delta\eta_K > \eta_{OTP} \cdot \eta_K \cdot \Delta\delta \quad (4.4)$$

Następnie podzielono lewą stronę równania przez prawą oraz skrócono sprawność obiegu turbiny parowej. W analizowanym przypadku występują jedynie dodatnie przyrosty wskaźnika potrzeb własnych bloku. W przeciwnym przypadku należałoby odwrócić znak większości w równaniu. W efekcie otrzymano następującą zależność:

$$\frac{(1 - \delta) \cdot \Delta\eta_K}{\eta_K \cdot \Delta\delta} > 1 \quad (4.5)$$

Zatem jeżeli lewa strona równania będzie większa od jedności to sprawność netto bloku będzie rosła. W tym przypadku lewą stronę zależności zapisano jako następującą funkcję:

$$f_1 = \frac{(1 - \delta) \cdot \Delta\eta_K}{\eta_K \cdot \Delta\delta} \quad (4.6)$$

Pozostało teraz wyznaczenie przyrostów sprawności kotła oraz wskaźnika potrzeb własnych spowodowanych zwiększaniem stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza. Wyznaczano je według następujących równań:

$$(\Delta\eta_K)_n = (\eta_K)_n - (\eta_K)_{n-1} \quad (4.7)$$

$$(\Delta\delta)_n = (\delta)_n - (\delta)_{n-1} \quad (4.8)$$

Gdzie:

$(\Delta\eta_K)_n$ - przyrost sprawności kotła dla n-tego punktu obliczeniowego;

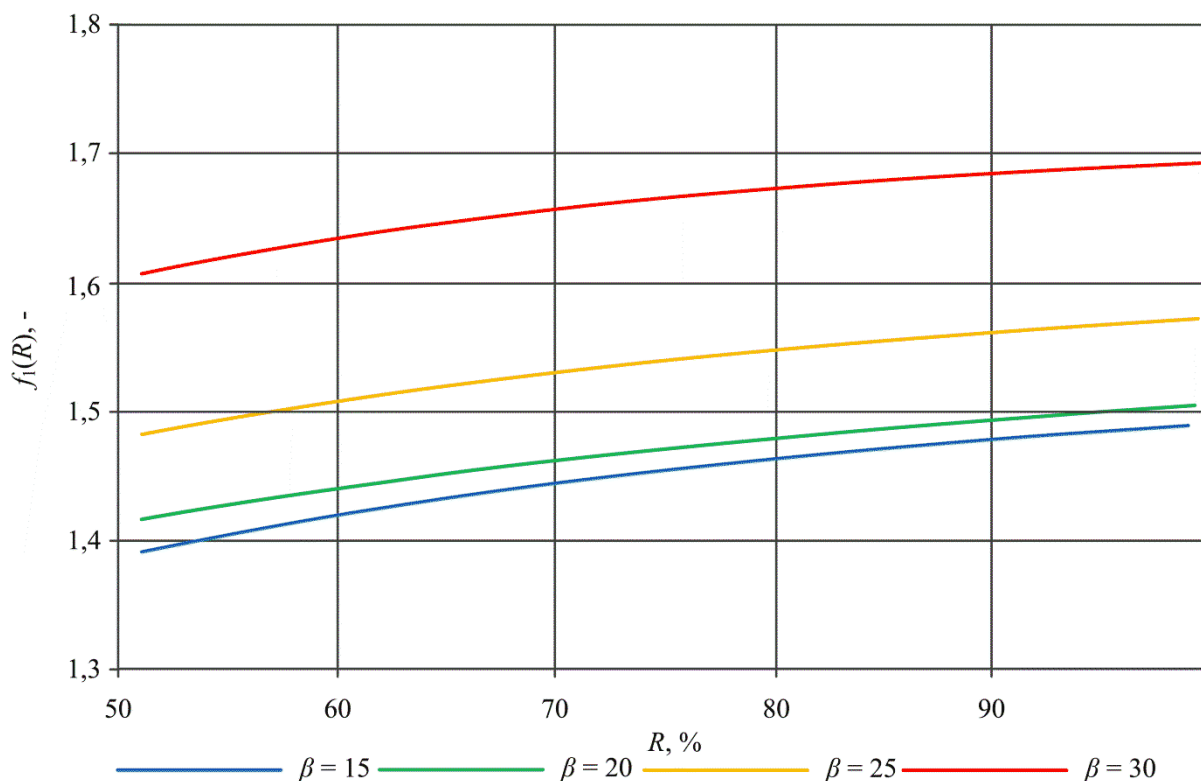
$(\Delta\delta)_n$ - przyrost wskaźnika potrzeb własnych bloku dla n-tego punktu obliczeniowego;

- $(\eta_k)_n$ - sprawność kotła dla n-tego punktu obliczeniowego;
- $(\delta)_n$ - wskaźnik potrzeb własnych bloku dla n-tego punktu obliczeniowego;
- $(\eta_k)_{n-1}$ - sprawność kotła dla (n-1)-tego punktu obliczeniowego;
- $(\delta)_{n-1}$ - wskaźnik potrzeb własnych bloku dla (n-1)-tego punktu obliczeniowego;

Po podstawieniu zależności (4.7) i (4.8) do równania (4.6) funkcja f_1 przyjmuje postać:

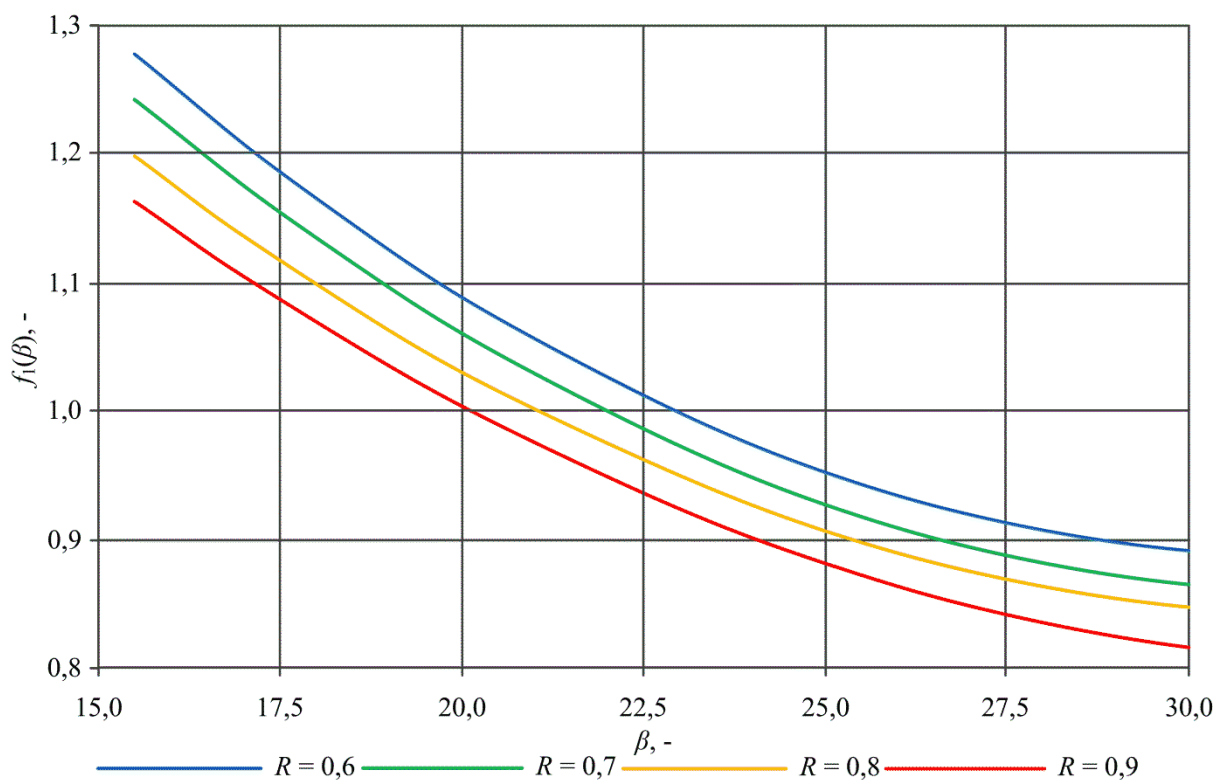
$$f_1 = \frac{[1 - (\delta)_{n-1}] \cdot [(\eta_k)_n - (\eta_k)_{n-1}]}{(\eta_k)_{n-1} \cdot [(\delta)_n - (\delta)_{n-1}]} \quad (4.9)$$

W równaniach tych n-ty punkt obliczeniowy oznacza wielkość wyznaczoną dla n-tej wartości stopnia odzysku tlenu dla danego sprężu sprężarki powietrza bądź n-tej wartości sprężu sprężarki powietrza dla danego stopnia odzysku tlenu. Podczas obliczeń R zmieniany był w przedziale od 50% do ~99% ze skokiem 1 p.p.. Natomiast β zmieniana była od 15 do 30 ze skokiem 0,5. Wykres zależności funkcji f_1 od stopnia odzysku tlenu dla czterech spręży sprężarki powietrza ($\beta = 15; 20; 25; 30$) przedstawiono na **Rys. 4.12**.. Natomiast zależność tej funkcji od sprężu sprężarki powietrza dla czterech stopni odzysku tlenu ($R = 0,6; 0,7; 0,8; 0,9$) pokazano na **Rys. 4.13**..



Rys. 4.12. Zależność wartości funkcji f_1 od zmiany stopnia odzysku tlenu dla czterech spręży sprężarki powietrza

Jak można zauważyć na **Rys. 4.12.** w całym badanym zakresie zmian stopnia odzysku tlenu niezależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza funkcja f_1 przyjmuje wartości większe od jedności. Zgodnie z zależnością (4.5) wywnioskować można więc, że wpływ przyrostu sprawności kotła na przyrost sprawności netto znacznie przewyższa wpływ przyrostu wskaźnika potrzeb własnych bloku oxy na spadek tej sprawności netto. Tę zależność potwierdza również **Rys. 4.8.**

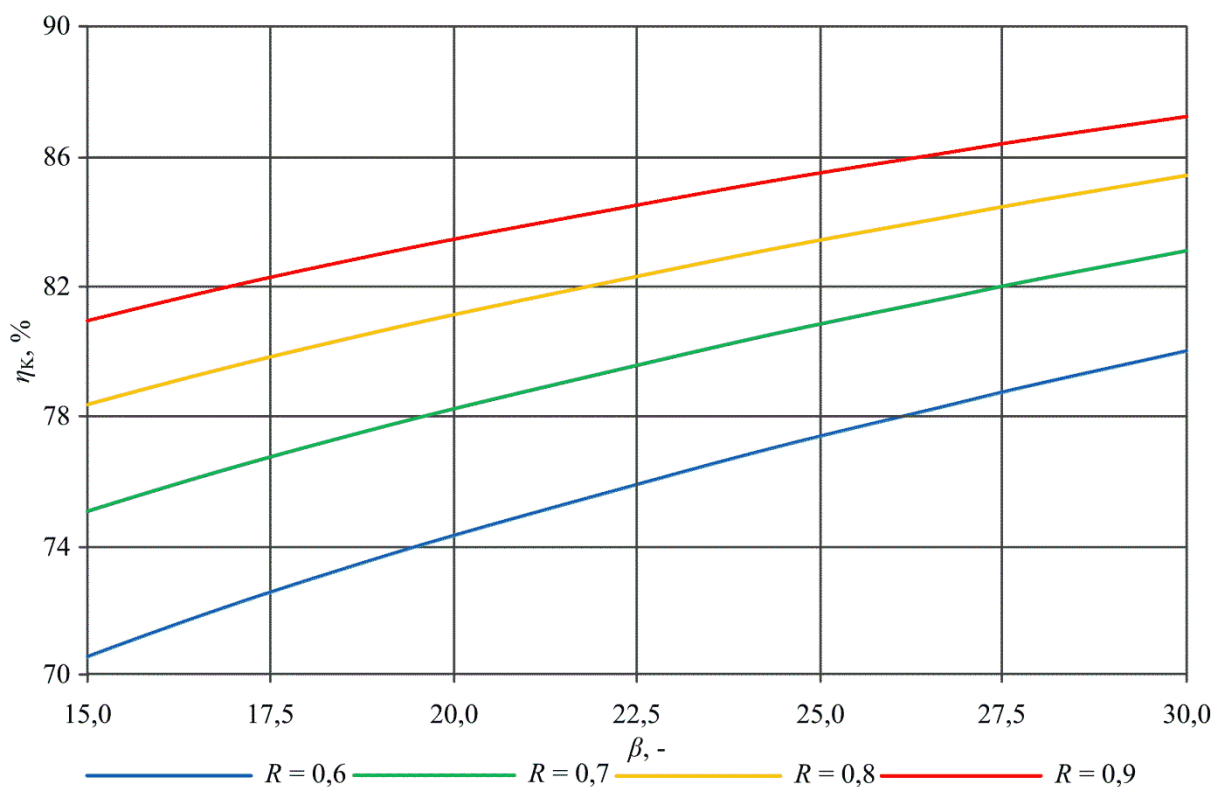


Rys. 4.13. Zależność wartości funkcji f_1 od zmiany sprężu sprężarki powietrza dla czterech stopni odzysku tlenu

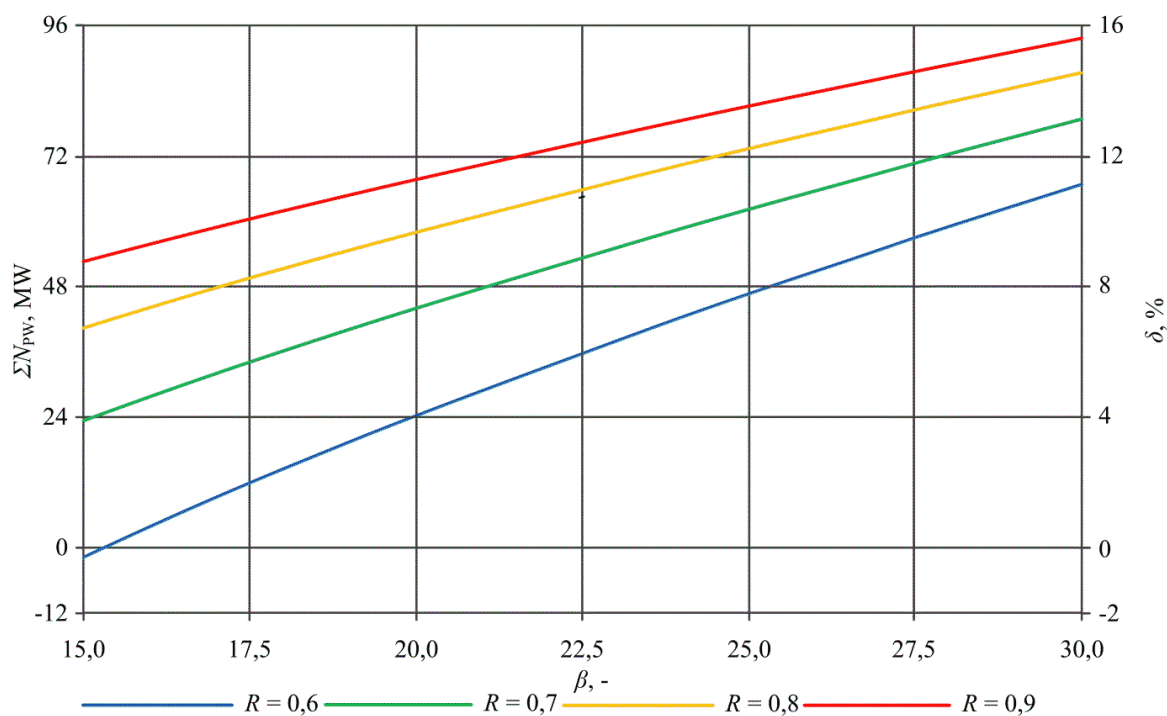
Jak można zauważyć na **Rys. 4.13.** niezależnie od założonego stopnia odzysku tlenu wartość funkcji f_1 maleje wraz ze wzrostem sprężu sprężarki powietrza. Początkowo funkcja ta przyjmuje wartości większe od jeden, wówczas zgodnie z zależnością (4.5) wpływ wzrostu sprawności kotła na wzrost sprawności bloku oxy netto jest większy od wpływu przyrostu wskaźnika potrzeb własnych bloku oxy na spadek tej sprawności. Następnie funkcja przyjmuje wartość równą 1 (wraz ze wzrostem założonego stopnia odzysku tlenu maleje wartość sprężu sprężarki powietrza w punkcie przecięcia z linią reprezentującą wartość funkcji f_1 równą 1). Oznacza to, że w tych punktach wpływy przyrostów obydwu badanych wielkości na charakterystykę sprawności netto bloku zrównują się ze sobą. Ostatecznie wartość funkcji f_1 przyjmuje wartości mniejsze od jedności co oznacza, że w tym przypadku

wpływ przyrostu wskaźnika potrzeb własnych (na spadek wartości sprawności netto bloku oxy) dominuje nad wpływem wzrostu sprawności kotła. Świadczy to o tym, że początkowo wartość sprawności wytwarzania energii elektrycznej powinna rosnąć wraz ze wzrostem sprężu sprężarki powietrza aż do osiągnięcia wartości maksymalnej, a następnie powinna spadać. Taki przebieg charakterystyki potwierdzony został na **Rys. 4.11.**

Dodatkowo postanowiono wyznaczyć zależności sprawności kotła oraz wskaźnika potrzeb własnych bloku w funkcji stopnia odzysku tlenu i sprężu sprężarki powietrza. Wielkości te w funkcji tego stopnia odzysku przedstawiono w podrozdziale 4.2. odpowiednio na **Rys. 4.3.** i **Rys. 4.7.**. Natomiast sprawność kotła i wskaźnik potrzeb własnych w funkcji sprężu sprężarki powietrza dla czterech wartości stopnia odzysku tlenu ($R = 60\%$, 70% , 80% oraz 90%) przedstawiono odpowiednio na **Rys. 4.14.** i **Rys. 4.15.**



Rys. 4.14. Sprawność kotła pyłowego (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji sprężu sprężarki powietrza



Rys. 4.15. Moc oraz wskaźnik potrzeb własnych wariantu W1 bloku typu oxy w funkcji sprężu sprężarki powietrza

Na podstawie danych przedstawionych na tych rysunkach (**Rys. 4.3.**, **Rys. 4.7.**, **Rys. 4.14.** i **Rys. 4.15.**) wyznaczono funkcje aproksymacyjne przedstawiające sprawność kotła oraz wskaźnik potrzeb własnych bloku w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza:

$$\eta_K(R, \beta) = (E_1 \cdot \beta + E_2) \cdot R^2 + (E_3 \cdot \beta + E_4) \cdot R + (E_5 \cdot \beta + E_6) = \quad (4.10)$$

$$= (E_1 \cdot R^2 + E_3 \cdot R + E_5) \cdot \beta + (E_2 \cdot R^2 + E_4 \cdot R + E_6) \quad ; r^2 = 0,9960$$

$$\delta(R, \beta) = (F_1 \cdot \beta + F_2) \cdot R^2 + (F_3 \cdot \beta + F_4) \cdot R + (F_5 \cdot \beta + F_6) = \quad (4.11)$$

$$= (F_1 \cdot R^2 + F_3 \cdot R + F_5) \cdot \beta + (F_2 \cdot R^2 + F_4 \cdot R + F_6) \quad ; r^2 = 0,9925$$

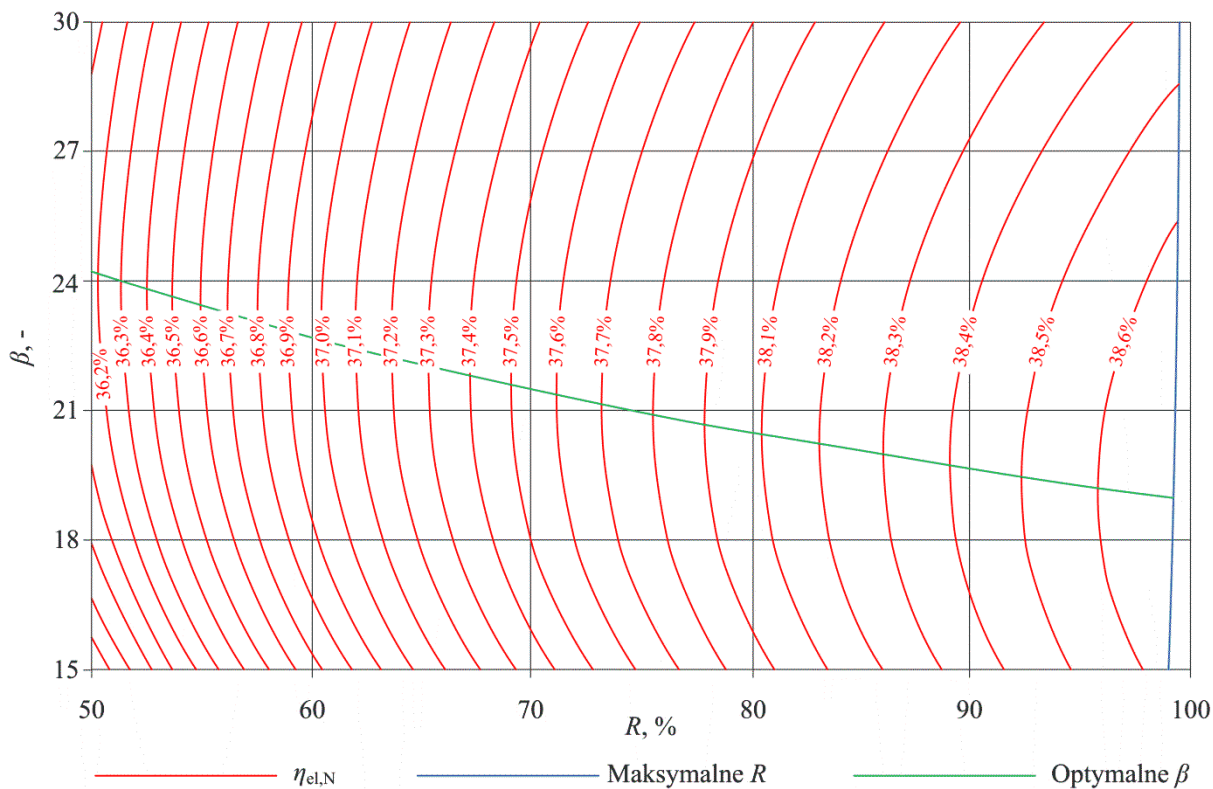
Wyznaczone współczynniki równań (4.10) i (4.11) przedstawiono w **Tab. 4.2.**

Tab. 4.2. Współczynniki równań aproksymacyjnych

$\eta_K(R, \beta)$		$\delta(R, \beta)$	
Współczynnik	Wartość	Współczynnik	Wartość
E_1	0,0098939	F_1	0,0223922
E_2	-0,6304083	F_2	-0,9118500
E_3	-0,0220261	F_3	-0,0443183
E_4	1,4037833	F_4	1,8403083
E_5	0,0159639	F_5	0,0262917
E_6	-0,0009000	F_6	-0,8946083
r^2	0,9960046	r^2	0,9925052

Jeżeli założymy, że $\beta = \text{const.}$ to obydwa równania (4.10) i (4.11) są równaniami drugiego stopnia, z kolei dla $R = \text{const.}$ są równaniami liniowymi. W tym drugim przypadku ($R = \text{const.}$) wykorzystując zależność np. (4.1) otrzymujemy równanie kwadratowe sprawności bloku netto względem stopnia odzysku tlenu, potwierdzeniem tego jest **Rys. 4.11.** Jak można zauważyć wartości kwadratu współczynnika korelacji (determinacji r^2) są bardzo zbliżone do wartości równej jeden co świadczy o tym, że równania te dobrze odwzorowują zależności między sprawnością kotła oraz wskaźnikiem potrzeb własnych bloku, a stopniem odzysku tlenu i sprężem sprężarki powietrza. Możliwe jest wyznaczenie równania wykorzystującego wielomiany wyższego stopnia lecz nieznacznie zwiększa to wartość r^2 .

Należy podkreślić, że znalezienie wartości sprężu sprężarki powietrza oraz odpowiadającemu tej wartości maksymalnemu możliwemu do osiągnięcia stopniowi odzysku tlenu (zgodnie z zależnością (3.66)), dla których występuje najwyższa sprawność bloku netto jest trudne na podstawie **Rys. 4.8.** oraz **Rys. 4.11.** W związku z tym określenie maksymalnej wartości tej sprawności wymaga dokładnego przeanalizowania wpływu tego sprężu. W tym celu wykonano izoliniowy wykres tej sprawności w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza. Wykres ten przedstawiono na **Rys. 4.16** dla wariantu W1 bloku oxy.



Rys. 4.16. Izolinie sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W1 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza

Jak można zauważyć na **Rys. 4.16.** przedstawiono linię przedstawiającą optymalny spręż sprężarki powietrza w funkcji stopnia odzysku tlenu. Linia ta reprezentuje wartość sprężu dla danego stopnia odzysku tlenu przy której występuje maksymalna sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto. Wyznaczono funkcję aproksymującą wielomianem trzeciego rzędu zależność między optymalnym β , a R [-]:

$$\beta_{\text{opt}} = 6,0808 \cdot R^2 - 19,583 \cdot R + 32,272 \quad (r^2 = 0,9651) \quad (4.12)$$

Wyznaczono także funkcję aproksymującą wielomianem drugiego rzędu (linia prosta):

$$\beta_{\text{opt}} = -10,462 \cdot R + 28,983 \quad (r^2 = 0,9595) \quad (4.13)$$

Według wartości współczynnika korelacji podniesionego do potęgi drugiej (r^2) zależność pomiędzy β_{opt} , a R dokładniej reprezentowana jest przez funkcję aproksymującą wielomianem trzeciego rzędu. Najwyższe sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto występują dla najwyższych możliwych do osiągnięcia stopni odzysku tlenu, a optymalny spręż sprężarki powietrza maleje wraz ze wzrostem tego stopnia odzysku. Dzięki wynikom dla wariantów W1, W2 (załącznik I.) i W3 (załącznik J.) elektrowni oxy wyznaczono optymalne β oraz odpowiadające im wartości R , które wynikają z zależności (3.66). Wskaźniki termodynamiczne oraz emisje jednostkowe CO₂ w optymalnych punktach pracy trzech wariantów bloku oxy przedstawiono w **Tab. 4.3.**

Tab. 4.3. Wskaźniki termodynamiczne oraz emisje jednostkowe CO₂ bloku oxy w punktach pracy o maksymalnej sprawności netto

Wielkość	Wariant bloku oxy		
	W1	W2	W3
Stopień odzysku tlenu, %	99,21	99,25	99,28
Optymalny spręż sprężarki powietrza, -	19,01	20,09	20,87
Sprawność kotła, %	84,72	84,86	85,17
Sprawność obiegu turbiny parowej, %	51,95	54,24	56,19
Moc potrzeb własnych obiegu parowego, MW	20,44	22,60	18,93
Moc potrzeb własnych tlenowni, MW	-18,62	-14,82	-12,41
Moc potrzeb własnych kotła pyłowego typu oxy, MW	16,76	16,40	16,06
Moc potrzeb wł. instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ , MW	53,62	51,33	50,24
Moc potrzeb własnych bloku oxy, MW	72,20	75,51	72,82
Wskaźnik potrzeb własnych obiegu parowego, %	3,41	3,77	3,16
Wskaźnik potrzeb własnych tlenowni, %	-3,10	-2,47	-2,07
Wskaźnik potrzeb własnych kotła pyłowego typu oxy, %	2,79	2,73	2,68
Wskaźnik potrzeb wł. instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ , %	8,94	8,56	8,37
Wskaźnik potrzeb własnych bloku oxy, %	12,03	12,59	12,14
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto, %	38,70	40,18	41,26
Strumień CO ₂ emitowanego do atmosfery, kg/s	10,54	10,08	9,87
Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej brutto, kg/MWh	63,21	60,51	59,22
Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto, kg/MWh	71,86	69,22	67,40

Poza analizą termodynamiczną wariantów elektrowni oxy wykonano również analizę termodynamiczną trzech wariantów elektrowni referencyjnej. Warianty tej elektrowni składa się z klasycznego kotła pyłowego oraz obiegu turbiny parowej. Do komory spalania pierwszej z tych instalacji doprowadzany jest węgiel kamienny (ten sam co w elektrowni oxy) oraz podgrzane powietrze pobrane z otoczenia (jako utleniacz). Przyjęto, że sprawność kotła dla trzech wariantów bloku referencyjnego wynosi 95%. W elektrowni referencyjnej zastosowano trzy warianty układu turbiny parowej opisane w podrozdziale 3.1 (str. 41) oraz w załączniku A i załączniku B. Przyjęto, że wskaźniki potrzeb własnych bloku referencyjnego wynoszą 7,00 %, 6,75% i 6,75% odpowiednio dla wariantu W1, W2 oraz W3 tej elektrowni. Wyznaczone sprawności oraz jednostkowe emisje dwutlenku węgla dla trzech wariantów bloku referencyjnego przedstawiono w **Tab. 4.4.**

Tab. 4.4. *Sprawności oraz jednostkowe emisje dwutlenku węgla wyznaczone dla trzech wariantów elektrowni referencyjnej*

Wielkość	Wariant		
	W1	W2	W3
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej brutto, %	49,35	51,53	52,43
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto, %	45,90	48,05	48,89
Strumień paliwa, kg/s	54,60	52,15	51,26
Sprawność obiegu turbiny parowej, %	51,95	54,24	56,19
Strumień emitowanego CO ₂ , kg/s	121,92	116,46	114,45
Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej brutto, kg/MWh	731,51	698,75	686,72
Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej netto, kg/MWh	786,57	749,33	736,43

4.3. Analiza wykorzystania ciepła odpadowego

Sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej w badanym układzie wyznaczyć można według zależności (2.5) oraz korzystając z następującego wzoru:

$$\eta_{el,N} = \frac{N_{el,B}}{\dot{Q}_{TP,D}} \cdot \eta_K \cdot \left(1 - \frac{\Sigma N_{PW}}{N_{el,B}} \right) = f(N_{el,B}, \Sigma N_{PW}, \eta_K) \quad (4.14)$$

Jeżeli założymy, że ilość ciepła doprowadzonego z kotła do obiegu turbiny parowej jest taka sama ale poczynione będą działania powodujące wzrost mocy elektrycznej turbiny parowej o ΔN_{el} , obniżenie mocy potrzeb własnych o ΔN_{PW} i wzrost sprawności kotła o $\Delta \eta_K$ to przyrost sprawności takiego układu wyniesie:

$$\Delta \eta_{el,N} = \frac{\partial f}{\partial N_{el,B}} \cdot \Delta N_{el} + \frac{\partial f}{\partial \Sigma N_{PW}} \cdot \Delta N_{PW} + \frac{\partial f}{\partial \eta_K} \cdot \Delta \eta_K \quad (4.15)$$

Po podstawieniu zależności (4.14) do równania (4.15) ostatecznie otrzymano:

$$\Delta\eta_{el,N} = \frac{\Delta N_{el}}{\dot{Q}_{TPD}} \cdot \eta_K + \frac{N_{el,B}}{\dot{Q}_{TPD}} \cdot \Delta\eta_K \cdot \left(1 - \frac{\Sigma N_{PW}}{N_{el,B}}\right) + \frac{\Delta N_{PW}}{\dot{Q}_{TPD}} \cdot \eta_K \quad (4.16)$$

Analizie w niniejszym podrozdziale poddano wykorzystanie ciepła z trzech następujących źródeł ciepła w analizowanych wariantach bloku oxy:

- strumień wysokotemperaturowych spalin (397-417 °C) na wlocie do osuszacza spalin (punkt 12s **Rys. 3.5.** str. 73);
- strumień wysokotemperaturowego gazu (250-340 °C) pozostałego po separacji tlenu z powietrza na wylocie z tlenowni (punkt 5t **Rys. 3.3.** str. 66);
- ciepło odprowadzone w trzech chłodnicach międzysekcyjnych sprężarki spalin (CHS1, CHS2 i CHS3 **Rys. 3.8** str. 85).

4.3.1. Zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu parowym - założenia

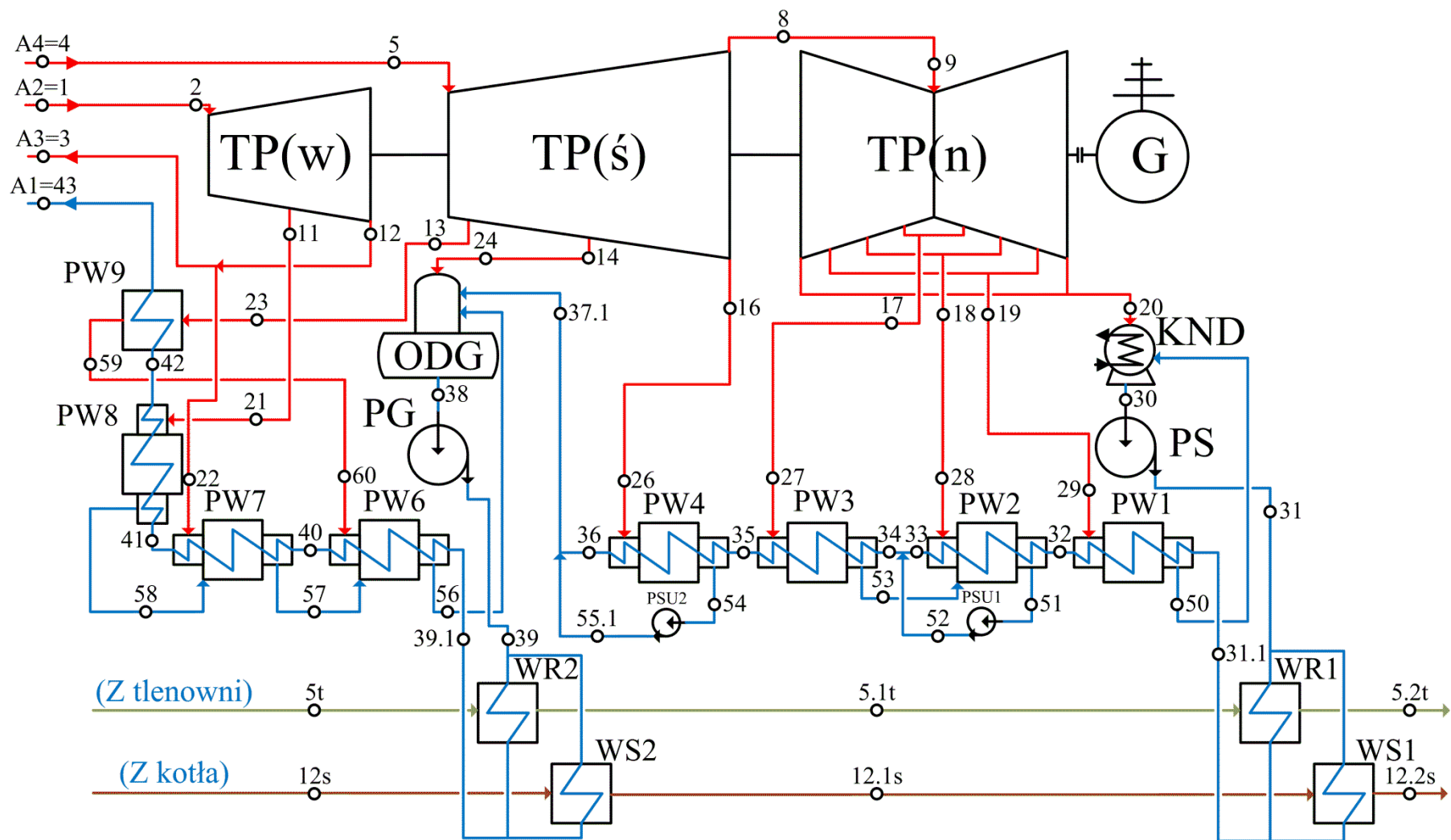
Jednym ze sposobów zwiększenia mocy elektrycznej analizowanych wariantów bloku energetycznego jest zmniejszenie strumienia pary w upustach z turbiny parowej lub całkowite zlikwidowanie tych upustów. Zabieg ten powoduje zwiększenie strumienia pary przepływającej przez stopnie turbiny parowej za upustem, tym samym zwiększając moc wewnętrzną całej turbiny parowej. Wprost proporcjonalnie z tą mocą rośnie moc elektryczna generowana w generatorze elektrycznym sprzężonym z turbiną. Należy jednak pamiętać, że upusty pary zasilają odgazowywacz oraz regeneracyjne podgrzewacze wody obiegowej. Pierwszy z wymienionych elementów (odgazowywacz) wymaga pary do poprawnego przeprowadzenia procesu odgazowania wody obiegowej. W związku z tym nie da się zlikwidować całkowicie upustu pary lecz można zmniejszyć jej strumień poprzez nieznaczne podniesienie temperatury wody na wlocie do tego elementu. W przypadku wymienników regeneracyjnych możliwe jest całkowite zastąpienie ich przez podgrzanie wody do temperatury równej bądź wyższej od temperatury wody na wylocie z danego wymiennika regeneracyjnego. Istnieje także możliwość częściowego zastąpienia takiego wymiennika poprzez:

- podgrzanie wody do temperatury wyższej od temperatury na wlocie do danego wymiennika regeneracyjnego, a następnie wprowadzenie jej do tego wymiennika;

- skierowanie części wody sprzed wymiennika regeneracyjnego do dodatkowego wymiennika zasilanego ciepłem odpadowym i podgrzanie jej do temperatury równej temperaturze na wylocie z danego wymiennika regeneracyjnego.

Rozwiązania te wymagają doprowadzenia ciepła z zewnątrz w celu podgrzania wody obiegowej, co w efekcie zmniejsza sprawność obiegu turbiny parowej. Lecz jeżeli wykorzystane zostanie w tym celu ciepło odpadowe to sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla analizowanego bloku energetycznego wzrośnie zgodnie z równaniem (4.16).

Spośród wymienionych źródeł ciepła wykorzystano ciepło pochodzące ze spalin na wlocie do osuszacza spalin (punkt 12s **Rys. 3.5.** str. 73) oraz z gazu pozostałego po separacji tlenu (punkt 5t **Rys. 3.3.** str. 66). do całkowitego bądź częściowego zastąpienia niskoprężnych i wysokoprężnych regeneracyjnych podgrzewaczy wody obiegowej oraz zmniejszenia strumienia pary upustowej zasilającej odgazowywacz w układzie turbiny parowej. W tym celu dla wszystkich wariantów bloku oxy stworzono zmodyfikowany model obiegu turbiny parowej w programie GateCycle. Schemat wariantu W1 takiego modelu przedstawiono na **Rys. 4.17.**



Rys. 4.17. Schemat wariantu W1 układu turbiny parowej (Zastępowanie wymienników regeneracyjnych)

Głównymi celami modelowania zastąpienia regeneracyjnych wymienników jest wyznaczenie:

- przyrostu mocy elektrycznej netto bloku oxy;
- zmiany mocy potrzeb własnych układu turbiny parowej;
- sprawności brutto i netto wytwarzania energii elektrycznej dla bloku z tą metodą wykorzystania ciepła odpadowego;
- jednostkowej emisji dwutlenku węgla brutto i netto dla bloku z tą metodą wykorzystania ciepła odpadowego.

Do zastąpienia niskoprężnych wymienników regeneracyjnych oraz zmniejszenia strumienia pary zasilającej odgazowacz wykorzystano dwa połączone równolegle wymienniki ciepła. Jeden z nich zasilany jest gazem pozostałym po separacji tlenu (WR1), a drugi spalinami (WS1). W obydwu wymiennikach założono identyczne spiętrzenie temperatur na zimnym końcu wymiennika. Elementy te wstawiono za pompą skroplin (PS), a strumień wody jest rozdzielany w taki sposób by temperatury wody na wylotach z nich były sobie równe. Podgrzana woda wprowadzana jest następnie do pierwszego niskoprężnego wymiennika regeneracyjnego PW1. Jeżeli temperatura tej wody jest wyższa od temperatury wody na wlocie do tego wymiennika w referencyjnym obiegu turbiny parowej (**Rys. 3.1.**), to strumień pary pobieranej do tego wymiennika jest zmniejszany, a tym samym zmniejsza się powierzchnia wymiany ciepła tego wymiennika. W tym przypadku występuje sytuacja częściowego zastąpienia wymiennika regeneracyjnego. Natomiast gdy temperatura podgrzanej wody jest wyższa bądź równa temperaturze na wylocie z tego wymiennika w referencyjnym obiegu turbiny parowej (**Rys. 3.1.**) to strumień pary płynącej do tego wymiennika jest całkowicie wyzerowywany, a tym samym następuje całkowite zastąpienie tego wymiennika regeneracyjnego. W tej sytuacji w modelu obliczeniowym układu następuje wyłączenie wymiennika ciepła polegające na wprowadzeniu „bypassów” dla strumienia wody obiegowej oraz ewentualnych strumienia skroplin z innych wymienników regeneracyjnych. Taki zabieg w analizowanym modelu jest równoznaczny z całkowitym usunięciem takiego wymiennika. Analogicznie postępuje się z pozostałymi niskoprężnymi wymiennikami ciepła (PW2, PW3, PW4 oraz PW5 w przypadku wariantów W2 i W3 bloku oxy). Jeżeli w wymiennikach WR1 i WS1 możliwe jest podgrzanie czynnika obiegowego do temperatury wyższej od temperatury za ostatnim wymiennikiem niskoprężnym występującej w referencyjnym obiegu parowym (**Rys. 3.1.**) to następuje zmniejszenie strumienia pary zasilającego odgazowacz. Jednakże pamiętając, że nie można całkowicie zlikwidować tego

upustu założono maksymalną temperaturę podgrzanej wody w wymiennikach ciepła WR1 i WS1 równą 160 °C (wariant W1 bloku oxy) bądź 170 °C (warianty W2 i W3 bloku oxy). Należy podkreślić, że w przypadku osiągnięcia tych temperatur w celu zachowania założonych spiętrzeń na zimnych końcach tych wymienników w modelu zostają uruchamiane dwa dodatkowe podłączone równolegle wymienniki ciepła (jeden zasilany gazem pozostałym po separacji tlenu - WR2; drugi zasilany spalinami - WS2) wstawione za główną pompą obiegową. Zadaniem tych wymienników jest częściowe lub całkowite zastąpienie wysokoprężnych wymienników regeneracyjnych (PW6, PW7, PW8 i PW9) poprzez podgrzanie czynnika obiegowego na wlocie do wysokoprężnej regeneracji ciepła. W celu utrzymania stałych wartości wspomnianych wcześniej spiętrzeń temperatury na zimnych końcach wymienników WR1 i WS1 iteracyjnie dobierana jest temperatura spalin na wylocie z wymiennika WS2. W wymienniku WR2 temperatura ta jest utrzymywana na tym samym poziomie, jeżeli temperatura gazu pozostałego po separacji tlenu na wlocie do tego wymiennika jest od niej wyższa. W przeciwnej sytuacji wymiennik ten jest wyłączany w modelu obliczeniowym.

Głównymi założeniami dla modelu układu turbiny parowej z możliwością zastępowania wymienników ciepła są:

- 1) Stałe ciepło doprowadzone do obiegu turbiny parowej - Wielkość ta jest równa analogicznej wielkości dla odpowiedniego wariantu (W1, W2 lub W3) obiegu turbiny parowej z **Tab. 3.3.** (str. 53 rozdział 3.1.);
- 2) Spiętrzenia temperatur na zimnych końcach wymienników WR1 ($t_{5,2t} - t_{31}$) i WS1 ($t_{12,2s} - t_{31}$) są równe 70K.
- 3) Maksymalna temperatura podgrzanej wody na wylotach z wymienników WR1 i WS1 ($t_{31,1}$) została przyjęta na poziomie 160 °C dla wariantu W1 bloku oxy (bądź 170 °C dla wariantów W2 i W3 bloku oxy).
- 4) Temperatury na wylotach z niezastąpionych wymienników regeneracyjnych przyjęto takie same jak te przedstawione w **Tab. 3.2.** (str. 50 rozdział 3.1.).

Przyjęto, że współczynnik strat ciepła w wymiennikach WR1, WR2, WS1 i WS2 jest równy 1%. Pozostałe wielkości założono jak w **Tab. 3.1.** (str. 45 rozprawy doktorskiej wariant W1) oraz w załączniku C. (Wariant W2) i załączniku D. (Wariant W3).

Wyznaczone parametry termodynamiczne pary wodnej, wody spalin oraz retentatu w charakterystycznych punktach wariantu W1 układu turbiny parowej z zastąpieniem

wymienników regeneracyjnych pokazanych na **Rys. 4.17**. Przedstawione zostały w **Tab. 4.5**. Dla sprężu sprężarki powietrza równego 15 oraz stopnia odzysku tlenu równego 60%, a w **Tab. 4.6** przedstawiono wyniki dla stopnia odzysku równego 90%. Analogiczne wyniki dla wariantu W2 i W3 elektrowni oxy przedstawiono odpowiednio w załączniku I. i załączniku J..

Tab. 4.5. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W1 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 60%

Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg	Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg
1	407,67	31100,00	654,90	3605,80	34	340,26	1600,00	160,00	676,15
2	407,67	30000,00	650,00	3599,68	35	340,26	1600,00	160,00	676,15
3	350,08	6337,67	393,19	3153,95	36	340,26	1600,00	160,00	676,15
4	350,08	6147,54	672,40	3828,24	37.2	340,27	1600,00	160,00	676,15
5	350,08	6000,00	670,00	3823,53	38	407,67	1200,00	187,96	798,50
8	340,26	541,41	303,11	3069,95	39	407,67	35295,90	194,55	844,17
9	340,26	538,70	303,07	3069,95	39.1	407,67	35295,90	242,41	1055,03
11	29,29	9794,23	456,62	3263,46	40	407,67	35295,90	242,41	1055,03
12	378,39	6427,66	393,86	3153,95	41	407,67	35119,42	275,78	1209,11
13	0,00	3307,09	565,35	3601,49	42	407,67	34943,82	305,00	1351,94
14	9,82	1224,50	411,62	3285,71	43	407,67	34943,82	305,00	1351,94
16	0,00	541,41	303,11	3069,95	50	0,00	26,16	65,98	2564,52
17	0,00	230,38	213,18	2895,96	51	0,00	87,72	128,24	2734,31
18	0,00	89,51	128,32	2734,31	52	0,00	1600,00	201,38	2736,09
19	0,00	26,70	0,98	2564,52	53	0,00	225,77	213,08	2895,96
20	340,26	5,00	0,92	2375,65	54	0,00	530,58	302,98	3069,95
21	29,29	9598,35	455,52	3263,46	55.1	0,00	1600,00	316,02	3071,21
22	28,30	6299,10	392,90	3153,95	56	57,59	6299,10	252,41	1097,35
23	0,00	3240,95	565,09	3601,49	57	57,59	6299,10	252,41	1097,35
24	9,82	1200,01	411,45	3285,71	58	29,29	9598,35	285,78	1265,40
26	0,00	530,58	302,98	3069,95	59	0,00	3240,95	565,09	3601,49
27	0,00	225,77	213,18	2895,96	60	0,00	3208,54	565,09	3601,49
28	0,00	87,72	128,24	2734,31	5t	846,74	101,30	339,44	340,55
29	0,00	26,16	0,98	2564,52	5.1t	846,74	101,30	272,83	269,07
30	340,26	5,00	32,88	137,77	5.2t	846,74	101,30	102,98	90,63
31	340,26	1600,00	32,98	139,65	12s	169,98	101,32	397,30	443,02
31.1	340,26	1600,00	160,00	676,15	12.1s	169,98	101,32	272,83	288,28
32	340,26	1600,00	160,00	676,15	12.2s	169,98	101,32	102,98	92,49
33	340,26	1600,00	160,00	676,15					

Tab. 4.6. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W1 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 90%

Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg	Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg
1	414,97	31100,00	654,90	3605,80	34	308,65	1600,00	158,42	669,29
2	414,97	30000,00	650,00	3599,68	35	308,65	1600,00	158,42	669,29
3	350,44	6337,67	393,19	3153,95	36	308,65	1600,00	158,42	669,29
4	350,44	6147,54	672,40	3828,24	37.2	308,65	1600,00	158,42	669,29
5	350,44	6000,00	670,00	3823,53	38	414,97	1200,00	187,96	798,50
8	308,65	541,41	303,11	3069,95	39	414,97	35651,52	194,61	844,64
9	308,65	538,70	303,07	3069,95	39.1	414,97	35651,52	194,61	844,64
11	29,80	9794,23	456,62	3263,46	40	414,97	35473,26	234,61	1020,05
12	385,17	6427,66	393,86	3153,95	41	414,97	35295,89	275,78	1209,11
13	28,57	3307,09	565,35	3601,49	42	414,97	35119,41	305,00	1351,87
14	13,22	1224,50	411,62	3285,71	43	414,97	34943,82	312,86	1392,13
16	0,00	541,41	303,11	3069,95	50	0,00	26,16	65,98	2564,52
17	0,00	230,38	213,18	2895,96	51	0,00	87,72	128,24	2734,31
18	0,00	89,51	128,32	2734,31	52	0,00	1600,00	201,38	2736,09
19	0,00	26,70	0,98	2564,52	53	0,00	225,77	213,08	2895,96
20	308,65	5,00	0,92	2375,65	54	0,00	530,58	302,98	3069,95
21	29,80	9598,35	455,52	3263,46	55.1	0,00	1600,00	316,02	3071,21
22	34,72	6299,10	392,90	3153,95	56	93,10	3208,54	204,61	873,81
23	28,57	3240,95	565,09	3601,49	57	64,52	6299,10	244,61	1059,77
24	13,22	1200,01	411,45	3285,71	58	29,80	9598,35	285,78	1265,40
26	0,00	530,58	302,98	3069,95	59	28,57	3240,95	310,57	3013,89
27	0,00	225,77	213,18	2895,96	60	28,57	3208,54	310,20	3013,89
28	0,00	87,72	128,24	2734,31	5t	452,76	101,30	337,78	341,37
29	0,00	26,16	0,98	2564,52	5.1t	452,76	101,30	337,78	341,37
30	308,65	5,00	32,88	137,77	5.2t	452,76	101,30	102,98	91,48
31	308,65	1600,00	32,98	139,65	12s	148,26	101,32	397,29	443,01
31.1	308,65	1600,00	158,42	669,29	12.1s	148,26	101,32	397,29	443,01
32	308,65	1600,00	158,42	669,29	12.2s	148,26	101,32	102,98	92,49
33	308,65	1600,00	158,42	669,29					

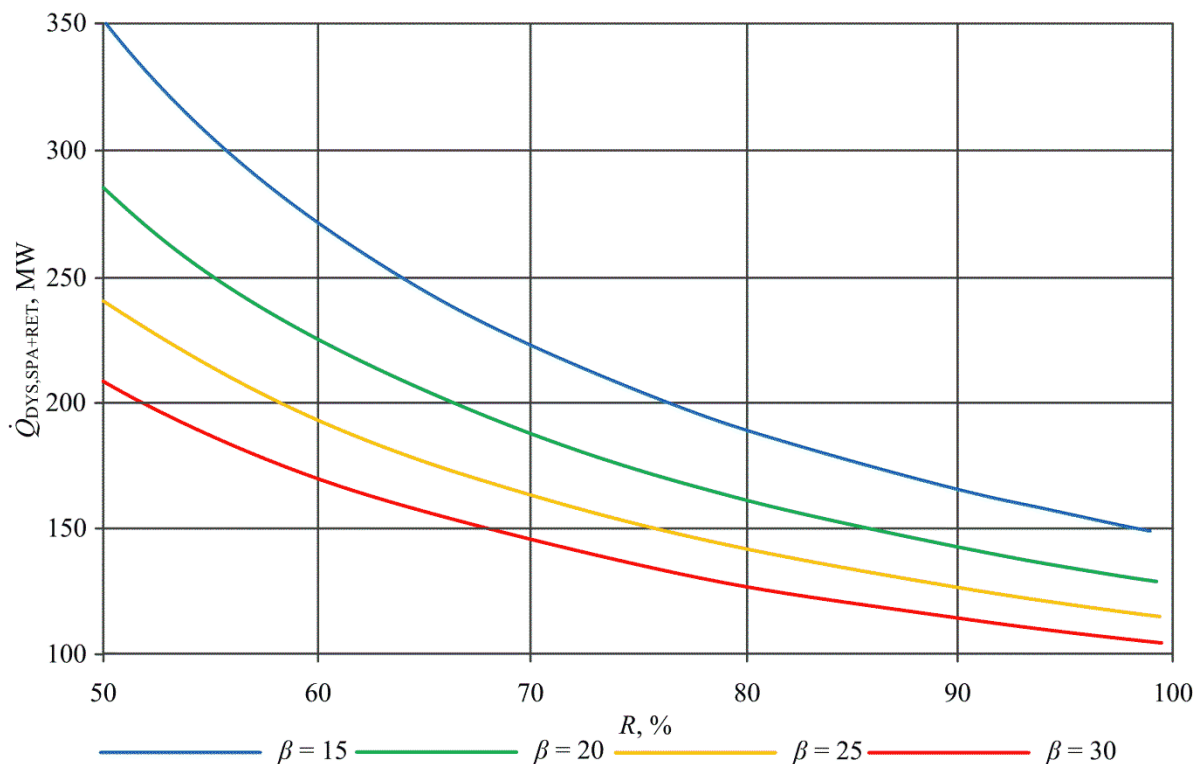
4.3.2. Zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu parowym - wyniki obliczeń

Wyniki analizy termodynamicznej wariantu W1 elektrowni typu oxy (dla przypadku zastosowania zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW) w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza przedstawiono w niniejszym rozdziale. Analogiczne wyniki dla wariantów W2 i W3 tej elektrowni przedstawiono odpowiednio w załączniku I oraz załączniku J.

Podczas analizy wykorzystania ciepła odpadowego do zastąpienia wymienników regeneracyjnych początkowo niezbędne jest określenie strumienia ciepła dyspozycyjnego

($\dot{Q}_{DYS,SPA+RET}$) pochodzącego ze strumienia spalin na wlocie do osuszacza spalin oraz strumienia gazu pozostałego po separacji tlenu z powietrza na wylocie z tlenowni. Wielkość tą w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech spręży sprężarki powietrza przedstawiono odpowiednio na **Rys. 4.18.** To ciepło dyspozycyjne wyznaczono według następującej zależności:

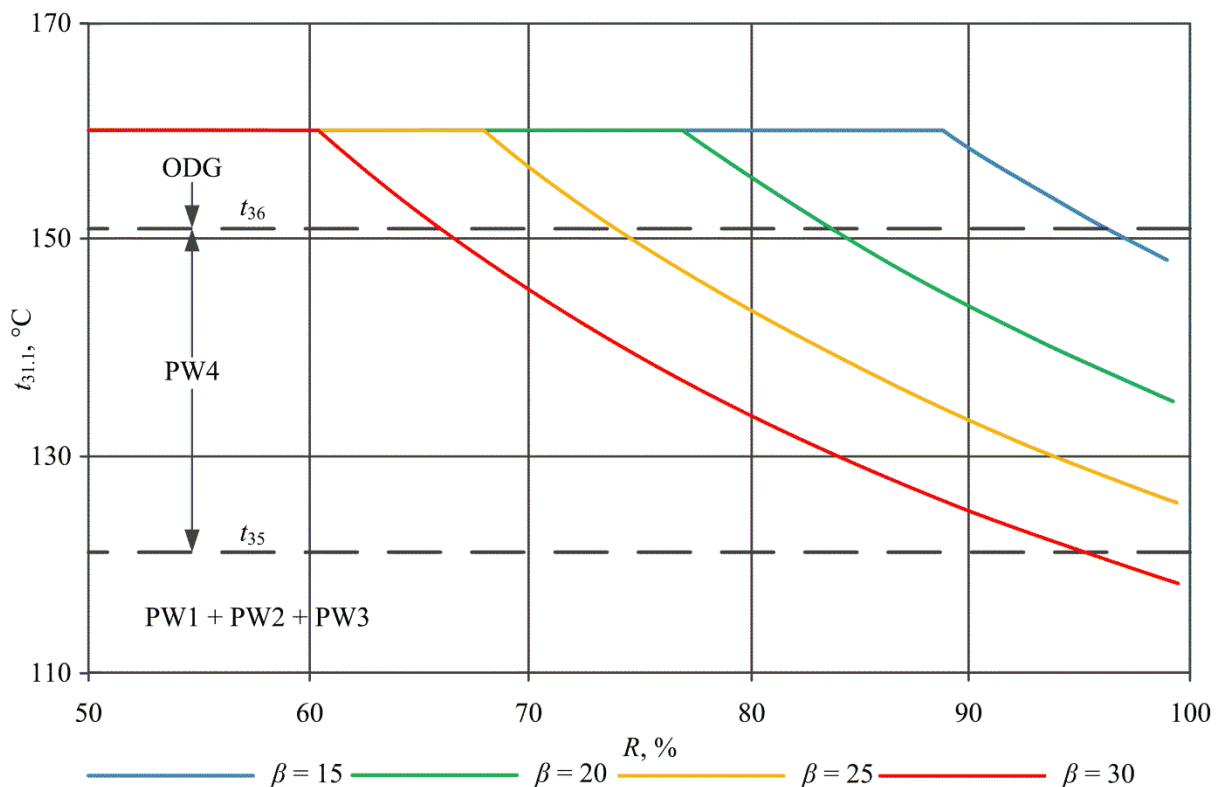
$$\dot{Q}_{DYS,SPA+RET} = \dot{m}_{5t} \cdot (h_{5t} - h_{5,2t}) + \dot{m}_{12s} \cdot (h_{12s} - h_{12,2s}) \quad (4.17)$$



Rys. 4.18. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego ze spalin oraz gazu pozostałego po separacji tlenu w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W1 bloku oxy)

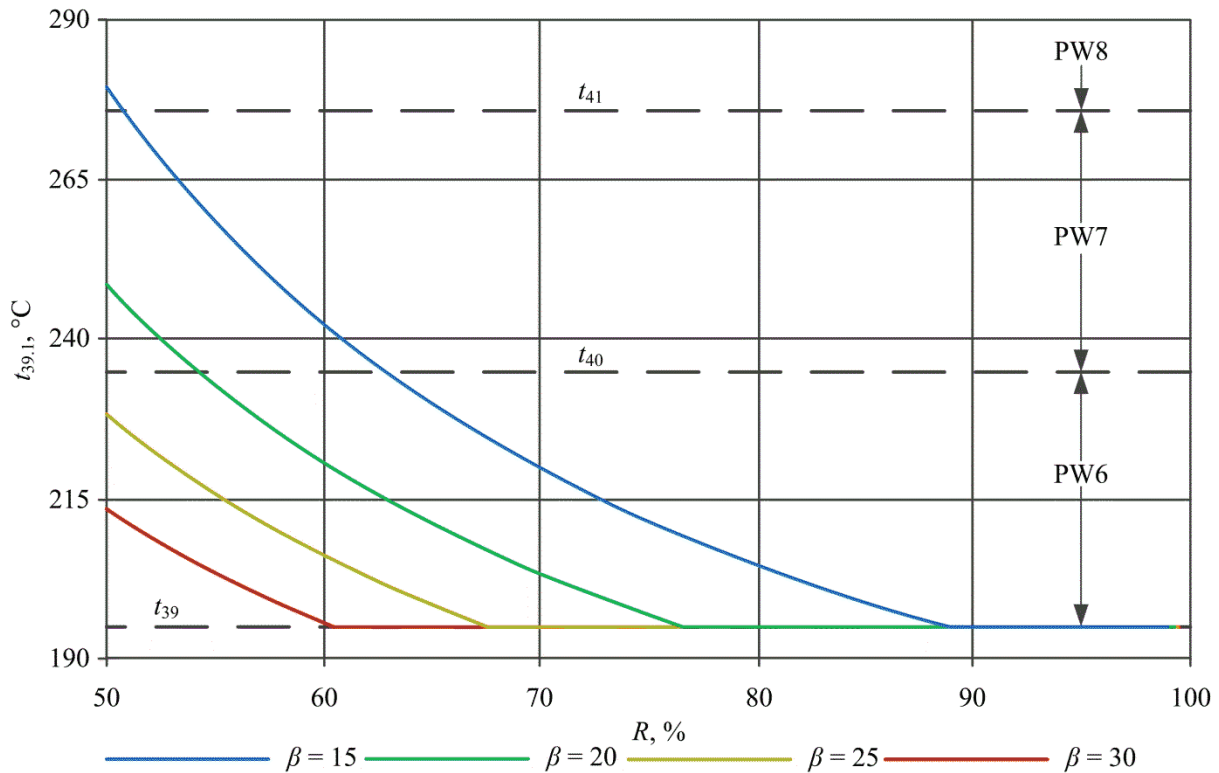
Jak można zauważyć ciepło dyspozycyjne przedstawione na **Rys. 4.18.** maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu oraz wzrostem spręży sprężarki powietrza. Następnie wyznaczono temperaturę wody na wylocie z wymienników WS1 i WR1 ($t_{31,1}$) oraz temperaturę na wylocie z wymienników WS2 i WR2 ($t_{39,1}$). Temperatury te w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech spręży sprężarki powietrza przedstawiono odpowiednio na **Rys. 4.19.** oraz **Rys. 4.20.** Na rysunkach tych liniami przerywanymi przedstawiono następujące temperatury wody występujące na wlotach oraz wylotach z regeneracyjnych podgrzewaczy wody w referencyjnym obiegu parowym (**Rys. 3.1.**): t_{35} - temp. na wyl. z wym.

PW3; t_{36} - temp. na wyl. z wym. PW4; t_{39} - temp. na wl. do wym. PW6; t_{40} - temp. na wyl. z wym. PW6; t_{41} - temp. na wyl. z wym. PW7.



Rys. 4.19. Temperatura wody obiegowej na wylocie z wymienników WS1 i WR1 w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W1 bloku oxy)

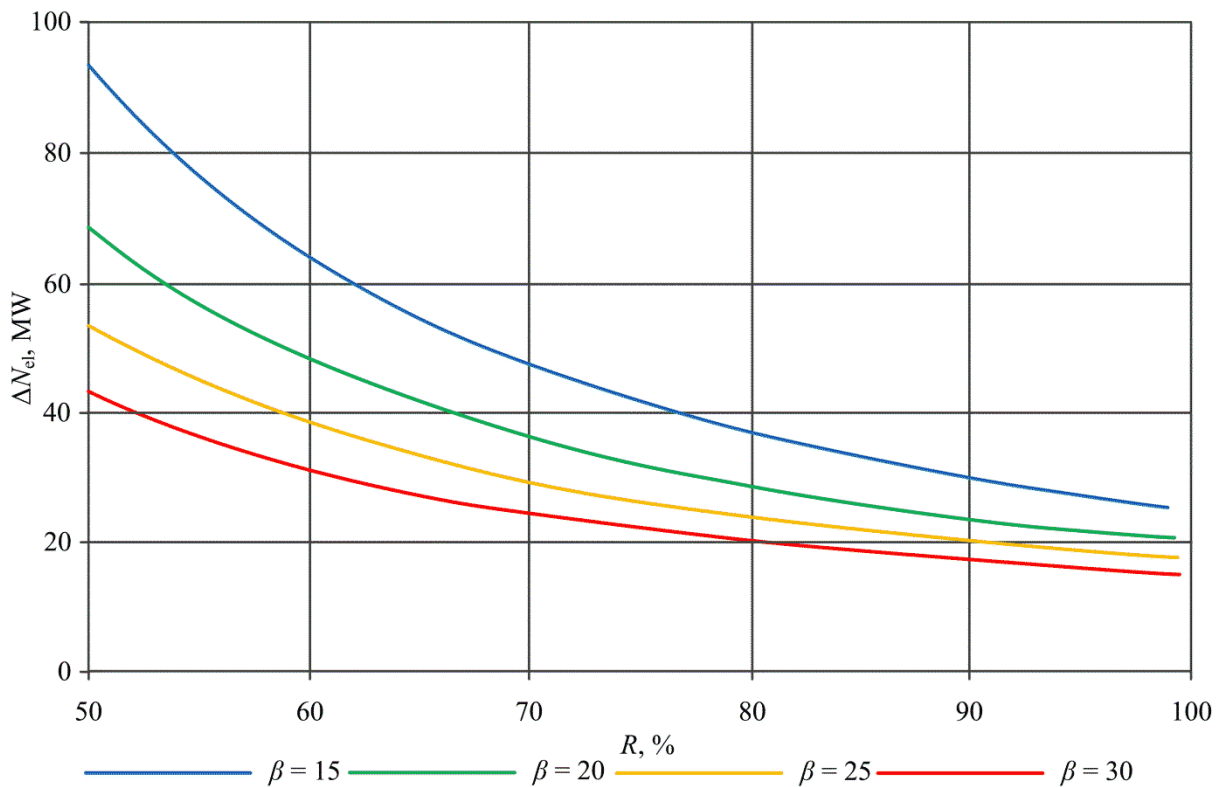
Jak można zauważyć na **Rys. 4.19.** temperatura wody obiegowej na wylocie z wymienników WS1 i WR1 maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu oraz wzrostem sprężu sprężarki powietrza. Wymienniki regeneracyjne PW1, Pw2 oraz PW3 są zastępowane w całości dla sprężu sprężarki powietrza równych 15, 20 i 25. Natomiast dla sprężu sprężarki powietrza równego 30 dla wysokich stopni odzysku tlenu ($> \sim 95\%$) możliwe jest tylko częściowe zastąpienie wymiennika PW3. Należy dodatkowo zauważyć, że we wszystkich przypadkach temperatura wody na wylocie z wymienników WS1 i WR1 osiąga maksymalną wartość równą 160 °C, co oznacza, że możliwe jest też zastąpienie częściowe bądź całkowite wysokoprężnych regeneracyjnych podgrzewaczy wody.



Rys. 4.20. Temperatura wody obiegowej na wylocie z wymienników WS2 i WR2 w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W1 bloku oxy)

Jak można zauważyć na **Rys. 4.20.** temperatura wody obiegowej na wylocie z wymienników WS2 i WR2 ($t_{31.1}$) podobnie jak w poprzednim przypadku maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu oraz wzrostem sprężu sprężarki powietrza. Dla spręży równych 30 i 25 możliwe jest tylko częściowe zastąpienie wymiennika regeneracyjnego PW6, a dla sprężu 20 oraz odpowiednio niskich stopni odzysku tlenu możliwe jest całkowite zastąpienie tego wymiennika oraz częściowe zastąpienie kolejnego wymiennika PW7. Należy podkreślić, że dla $\beta = 15$ możliwe jest całkowite zastąpienie obydwu tych wymienników oraz częściowe zastąpienie wymiennika PW8 dla $R > \sim 52\%$.

Najważniejszą wielkością wyznaczoną podczas obliczeń modelu obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych jest przyrost mocy elektrycznej generatora sprężonego z turbiną parową. Na **Rys. 4.21.** przedstawiono wykres tego przyrostu energii (dotyczące wariantu W1 bloku typu oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15; 20; 25; 30$).

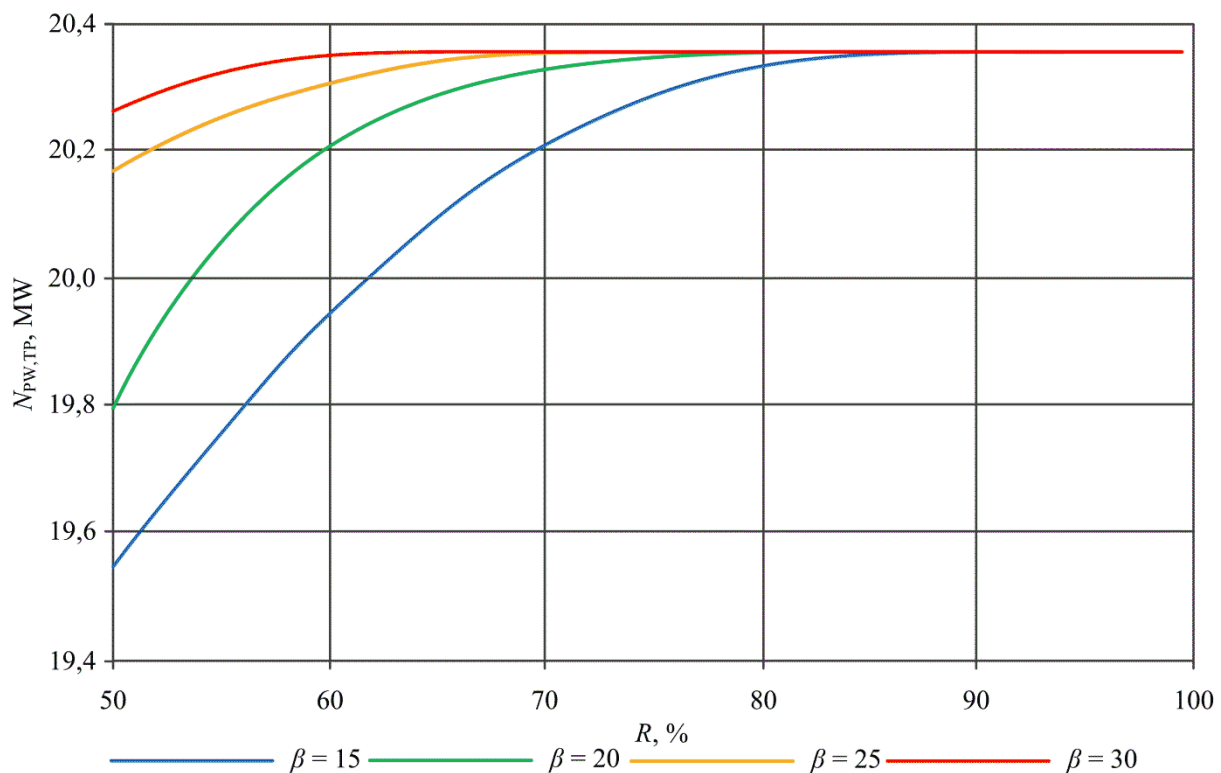


Rys. 4.21. Przyrost energii elektrycznej wariantu W1 obiegu turbiny parowej (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.21.** nie zależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza przyrost energii elektrycznej maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Najmniejsze wartości tego przyrostu występują dla najwyższego założonego sprężu równego 30 oraz wielkość ta rośnie wraz ze spadkiem tego sprężu. Przyrost ten zależy od strumienia dodatkowego ciepła dostarczanego do obiegu turbiny parowej oraz od parametrów pary (wyższa temperatura i ciśnienie pary dają wyższy wzrost mocy bloku brutto na zmniejszonego strumienia w upuście o 1 kg/s) pobieranej do zastępowanych wymienników regeneracyjnych. Wspomniany strumień ciepła jest wprost proporcjonalny do strumienia retentatu na wylocie z ekspandera (silnie zależny od stopnia odzysku tlenu w tlenowni oraz strumienia paliwa) oraz strumienia spalin na wlocie do osuszacza spalin (silnie zależny od strumienia paliwa). Przyrosty mocy brutto bloku zmienia się w przedziale od 14,9 MW do 93,8 MW.

Zmiana strumieni pary w upustach z turbiny parowej powoduje zmianę strumieni wody na wlotach do pomp (pompa skropli oraz pompy skroplin z upustów) znajdujących się w obiegu turbiny parowej. Efektem tego jest zmiana mocy potrzeb własnych obiegu turbiny parowej. Moc tą (odniesiona do wariant W1 bloku oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu dla

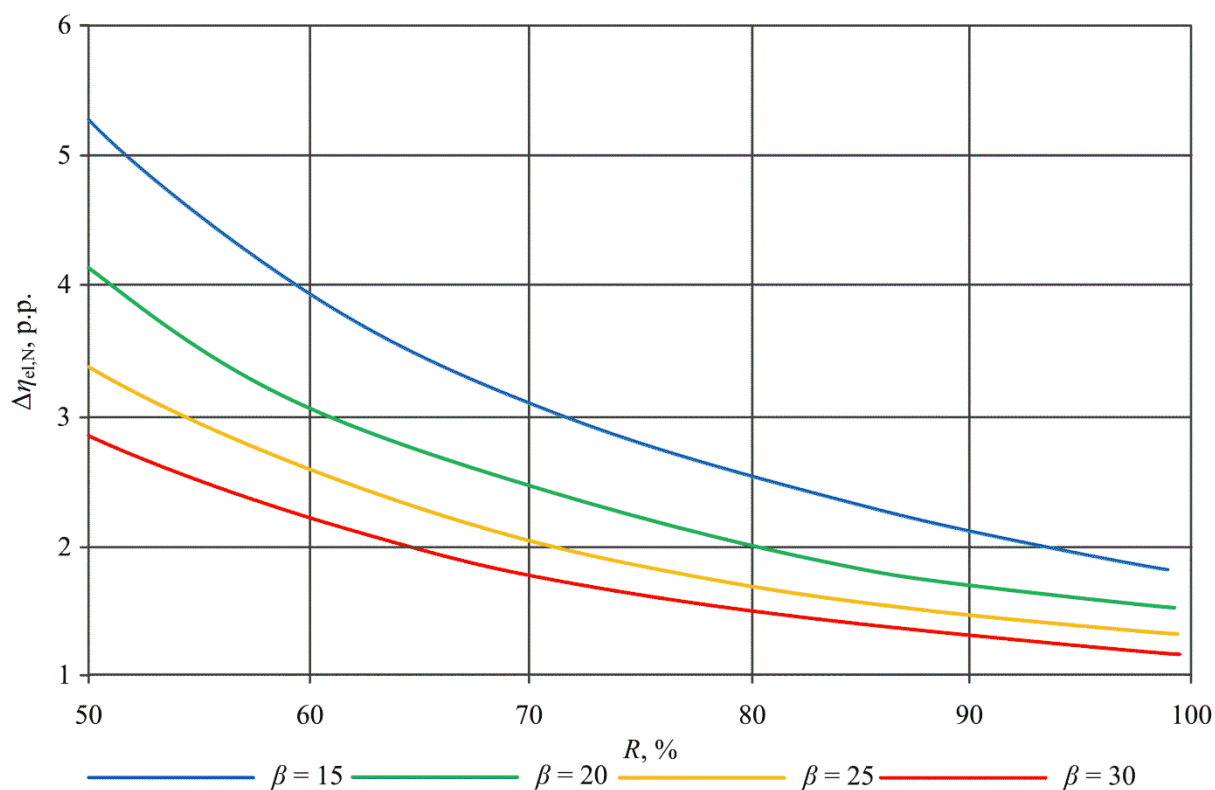
czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) przedstawiono na **Rys. 4.22.**



Rys. 4.22. Moc potrzeb własnych wariantu W1 obiegu turbiny parowej (przypadek zastąpienia wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.22.** moc potrzeb własnych tego obiegu zwiększa wartość do osiągnięcia wartości maksymalnej wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu. Dodatkowo zauważyć można, że po osiągnięciu maksimum krzywe dla poszczególnych spręży zaczynają się pokrywać. Wielkość ta zmienia się w przedziale od 19,5 MW do 20,4 MW. Wartość maksymalna tej mocy potrzeb własnych jest równa analogicznej mocy w referencyjnym obiegu parowym (**Rys. 3.1.**).

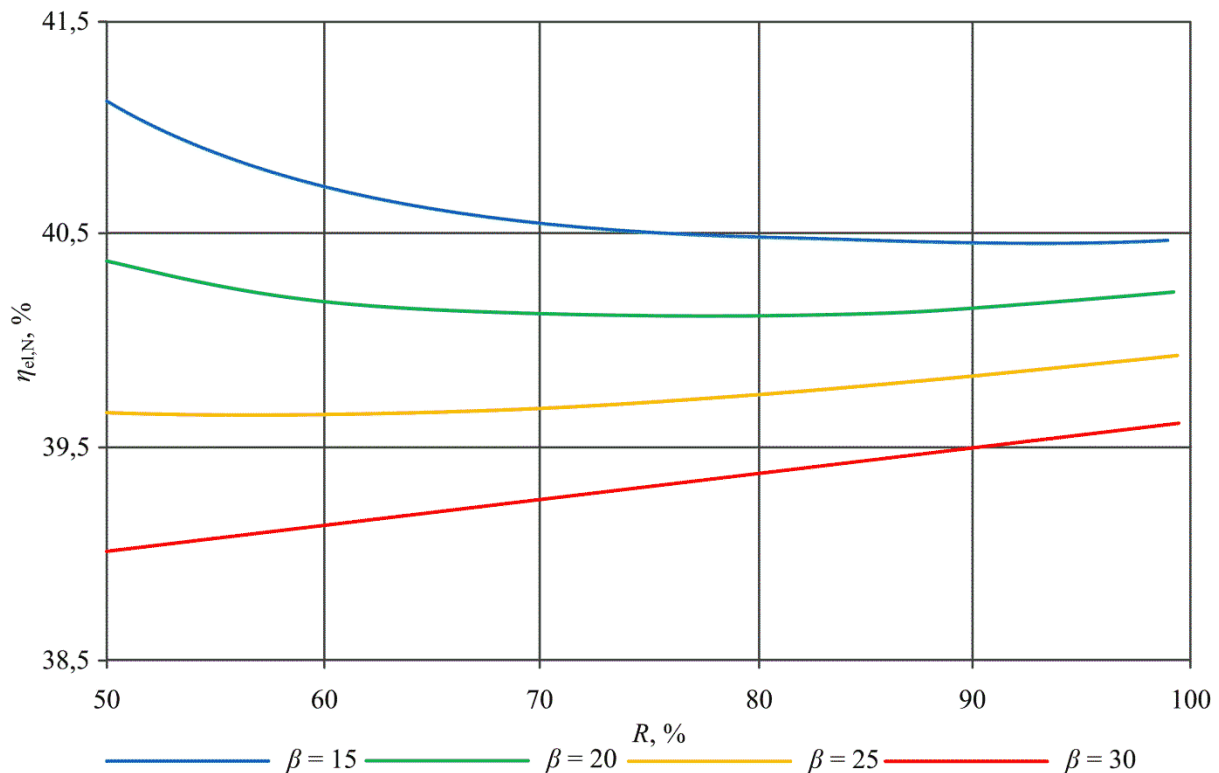
Znając przyrost energii elektrycznej oraz zmianę mocy potrzeb własnych obiegu turbiny parowej możliwe jest wyznaczenie wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto według zależności (4.16) znajdującej się na stronie 113 rozprawy doktorskiej. Przyrost tej sprawności dla wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) pokazano na **Rys. 4.23.**



Rys. 4.23. Przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto wariantu W1 bloku oxy (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.23.** przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu. Najmniejsza wartość tej wielkości występuje dla największego sprężu sprężarki powietrza równego 30 oraz rośnie wraz ze zmniejszaniem tego sprężu. Przyrost tej sprawności zmienia się w przedziale od 1,15 p.p. do 5,28 p.p. i jest wprost proporcjonalny do wzrostu przyrostu mocy brutto bloku.

Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto (wyznaczona przy pomocy wielkości przedstawionej na **Rys. 4.23.**) w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech spręży sprężarki powietrza przedstawiono na **Rys. 4.24.** dla wariantu W1 elektrowni typu oxy.



Rys. 4.24. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu

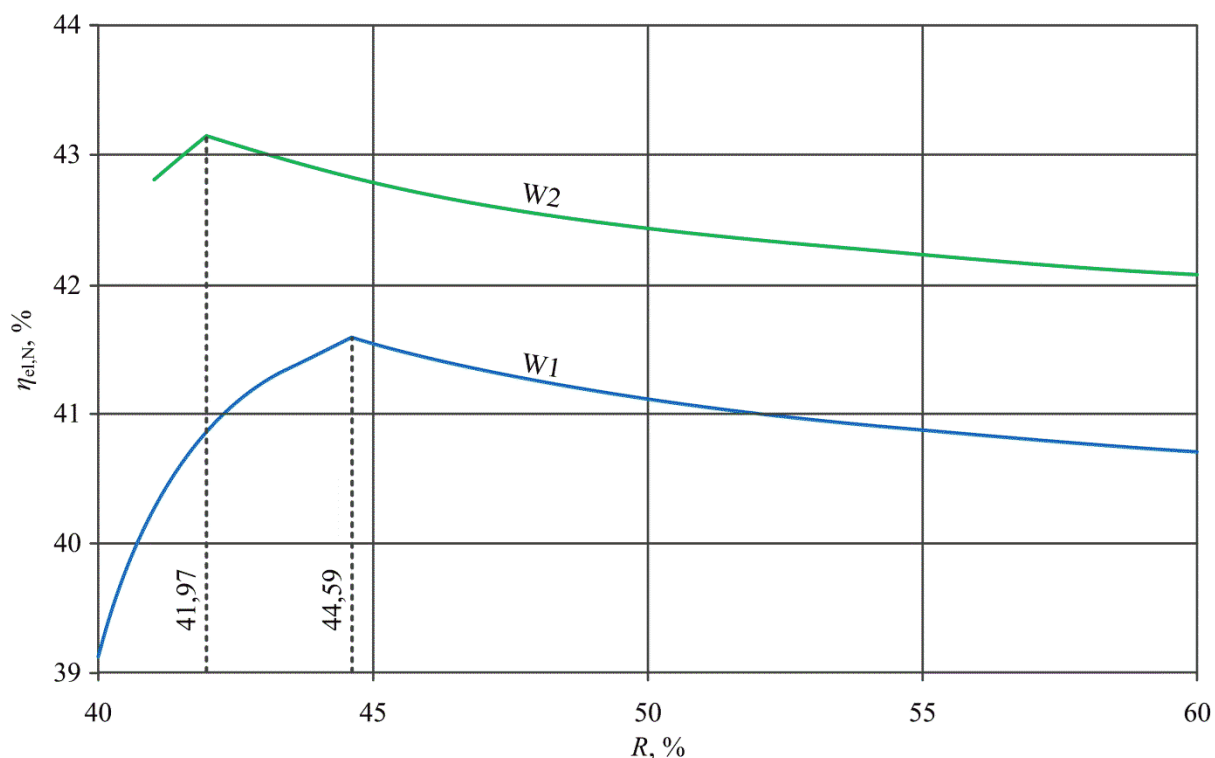
Jak można zauważyć na **Rys. 4.24.** sprawność bloku netto maleje wraz ze wzrostem sprężu sprężarki powietrza. Wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu sprawność ta:

- maleje dla $\beta = 15$;
- maleje aż do osiągnięcia minimum, a następnie rośnie dla $\beta = 20$;
- rośnie dla $\beta = 30$ i 25.

Najwyższe sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto występują dla najniższych stopni odzysku tlenu oraz najniższych spręży sprężarki powietrza.

W związku z powyższym dla sprężu sprężarki powietrza równego 15 postanowiono dodatkowo przeanalizować mniejsze wartości stopnia odzysku tlenu. Taką analizę wykonano dla wariantu W1 oraz W2 bloku oxy, a jej wyniki w postaci wykresu sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto w funkcji stopnia odzysku tlenu przedstawiono na **Rys. 4.25.** W przypadku wariantu W3 bloku oxy dalsze obniżanie R oraz β nie jest możliwe. Otóż dla stopnia odzysku równego 70%, sprężu równego 15 oraz założonego spiętrzenia temperatury na zimnym końcu ekonomizera (znajdującego się w modelu kotła pyłowego) spiętrzenie temperatury na gorącym końcu drugiego wtórnego przegrzewacza pary wynosi około 12 K.

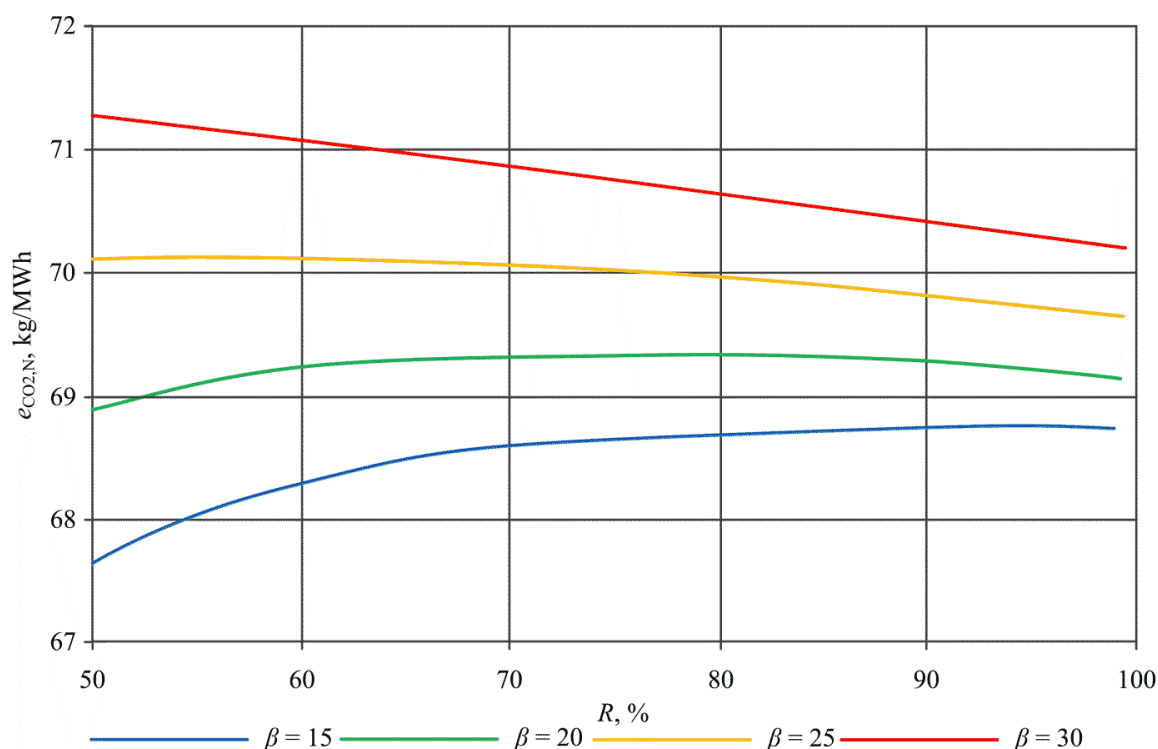
W przypadku gdy zmniejszymy wartości tych wielkości to spiętrzenie spadnie poniżej wartości 10 K, którą to założono jako minimalną dopuszczalną wartość.



Rys. 4.25. Sprawność netto w funkcji stopnia odzysku tlenu (dla $\beta = 15$) dla wariantu W1 i W2 bloku oxy

Jak można zauważyć na **Rys. 4.25.** dla wariantu W1 bloku oxy wyraźnie widoczna jest wartość maksymalna funkcji występująca dla wartości stopnia odzysku tlenu równego 44,59%. W punkcie tym zastąpione są wszystkie niskoprężne i wysokoprężne wymienniki regeneracyjne. Analogiczna wartość maksymalnej sprawności netto dla wariantu W2 bloku oxy występuje dla sprężu równego 41,97%. W tym przypadku zmniejszenie wartości poniżej 41% jest nie możliwe ze względu na to, że dla tej wartości spiętrzenie na gorącym końcu przegrzewacza pary wtórnej jest w przybliżeniu równe 10 K (jak już wcześniej wspomniano jest to założona minimalna wartość tej wielkości). Wskaźniki termodynamiczne w punktach pracy o najwyższej sprawności netto dla trzech wariantów bloku oxy przedstawiono w **Tab. 4.7.**

Znajomość mocy elektrycznej bloku netto pozwoliło na wyznaczenie jednostkowej emisji CO₂ względem mocy elektrycznej bloku netto. Wielkość ta odniesiona do wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) pokazano na **Rys. 4.26.**



Rys. 4.26. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W1 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto bloku oxy (**Rys. 4.26.**) rośnie wraz ze wzrostem sprężu sprężarki powietrza. Wraz ze wzrostem R ta jednostkowa emisja: dla $\beta = 15$ rośnie; dla $\beta = 20$ początkowo rośnie, a po osiągnięciu wartości maksymalnej zaczyna się zmniejszać; dla $\beta = 25$ i 30 maleje. Wartości tej wielkości w punktach pracy o maksymalnej $\eta_{el,N}$ dla wariantów bloku oxy przedstawiono w **Tab. 4.7.**

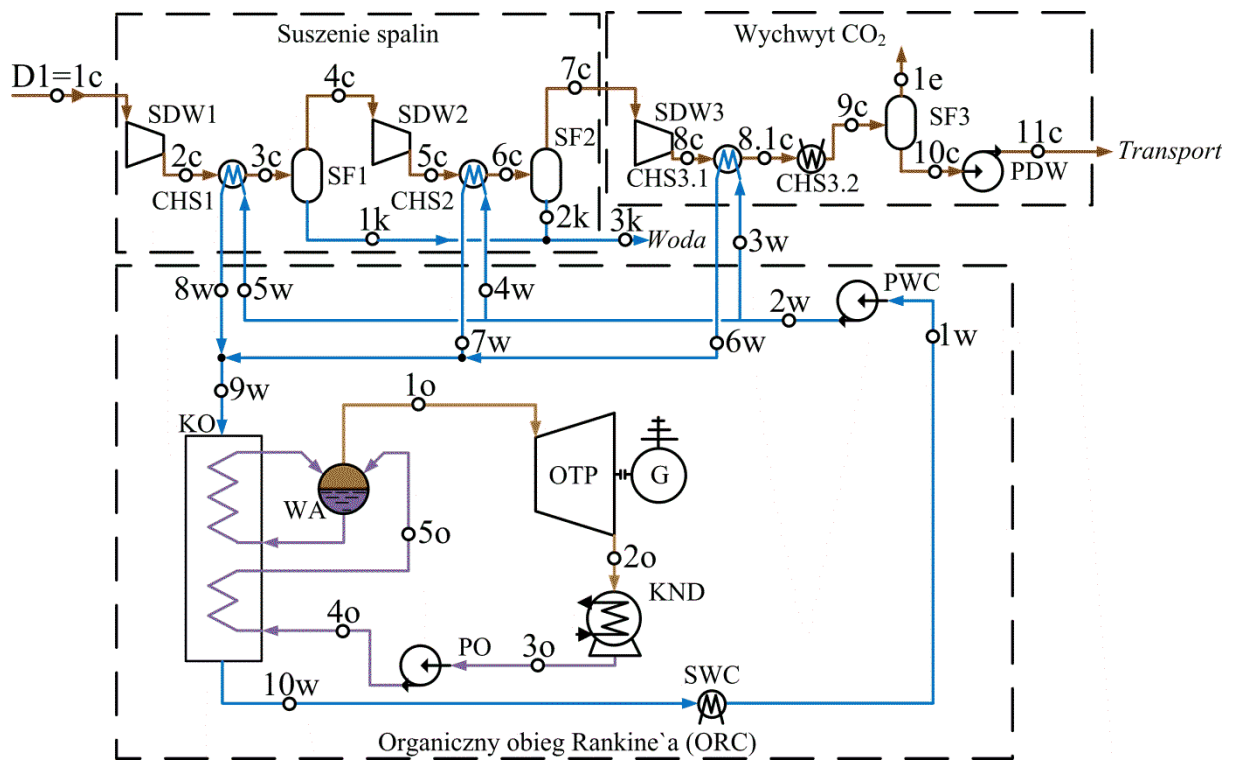
Tab. 4.7. Wskaźniki termodynamiczne oraz emisje jednostkowe CO₂ bloku oxy z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych w punktach pracy o maksymalnej sprawności netto

Wielkość	Wariant bloku oxy		
	W1	W2	W3
Optimalny stopień odzysku tlenu, %	44,59	41,97	70*
Spręż sprężarki powietrza, -	15	15	15
Sprawność kotła, %	59,90	56,95	74,74
Moc potrzeb własnych obiegu parowego, MW	19,33	21,21	18,76
Moc potrzeb własnych bloku oxy, MW	-79,02	-95,13	21,27
Przyrost mocy elektrycznej obiegu turbiny parowej, MW	123,14	143,92	59,37
Moc elektryczna bloku netto, MW	802,16	839,05	638,10
Przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto, p.p.	6,44	7,47	4,09
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto, %	41,59	43,13	43,82
Strumień CO ₂ emitowanego do atmosfery, kg/s	14,90	15,03	11,25
Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej brutto, kg/MWh	74,18	72,72	61,42
Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto, kg/MWh	66,87	64,48	63,46

* - wielkość minimalna wynikająca z poczynionych założeń

4.3.3. Zastosowanie organicznych obiegów Rankien`a (ORC) - założenia

Drugą analizowaną w niniejszej rozprawie doktorskiej metodą zwiększania mocy netto bloku energetycznego jest jednocześnie zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu turbiny parowej opisanego w podrozdziale 4.3.1. oraz organicznego obiegu Rankien`a (ORC - Organic Rankine Cycle). Jako źródło ciepła w układzie ORC wykorzystano trzy chłodnice międzysekcyjne sprężarki spalin (CHS1, CHS2 i CHS3 Rys. 3.8 str. 85). W obiegu na czynnik roboczy wybrano etanol doprowadzany do stanu pary nasyconej opierając się na badaniach przedstawionych przez autorów w [147], [90] i [91]. Schemat zastosowanego modelu ORC zintegrowanego z instalacją oczyszczania i sprężania CO₂ pokazano na Rys. 4.27..



Rys. 4.27. Schemat organicznego obiegu Rankin`a zintegrowanego z instalacją oczyszczania i sprężania CO₂

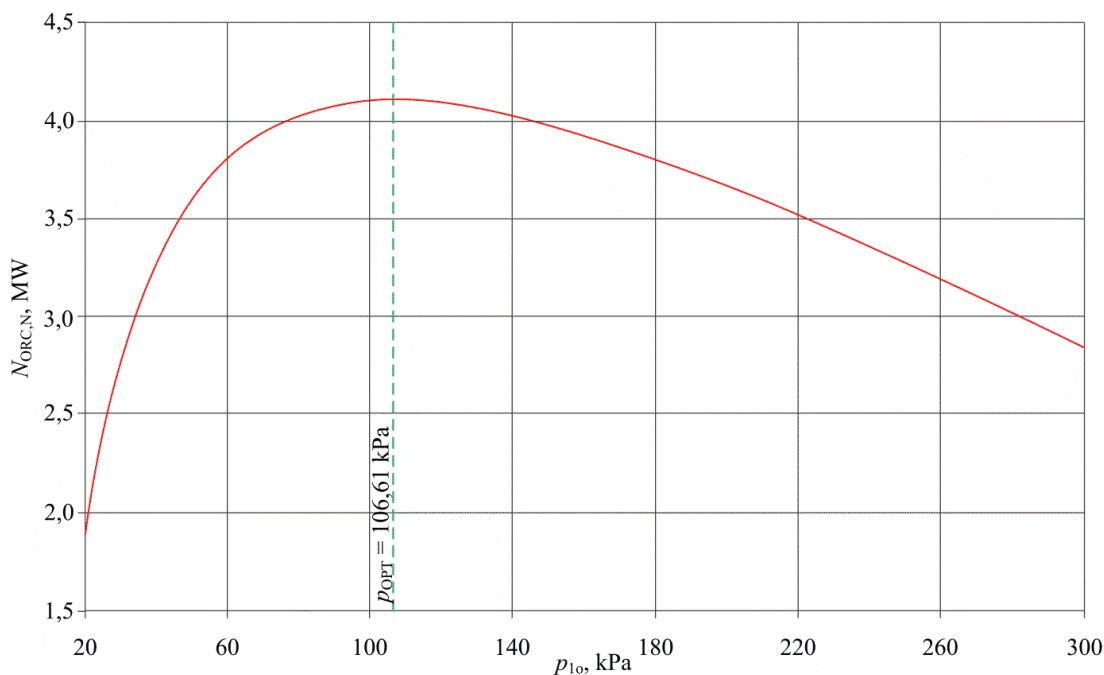
Głównymi celami modelowania zastąpienia regeneracyjnych wymienników jest wyznaczenie:

- mocy elektrycznej netto układu ORC;
- przyrostu sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej dla bloku oxy;
- sprawności brutto i netto wytwarzania energii elektrycznej dla bloku z tą metodą wykorzystania ciepła odpadowego;

- jednostkowej emisji dwutlenku węgla brutto i netto dla bloku z tą metodą wykorzystania ciepła odpadowego.

Termodynamiczny model zastosowanego organicznego obiegu Rankin'a wykonany został w programie EBSILON. W modelu tym wykorzystano pośredni czynnik roboczy do odebrania ciepła z chłodziń międzysekcyjnych sprężarki spalin. Czynnikiem tym jest woda, która to jest wtłaczana przez pompę recyrkulacyjną wody (PWC) do równolegle podłączonych ze sobą chłodziń CHS1, CHS2 oraz CHS3.1. Strumień tej wody jest tak dobierany, aby spiętrzenie temperatur na gorących końcach tych wymienników było równe założonemu. Następnie trzy strumienie czynnika chłodzącego są ze sobą mieszane oraz wprowadzane do kotła odzyskowego (KO). W tym elemencie następuje schłodzenie wody, która w celu dochłodzenia do temperatury równej 32 °C wprowadzona jest do schładzacza wody (SWC). Następnie czynnik ten trafia do pompy recyrkulacyjnej. Czynnikiem obiegowym ORC (Etanol) w stanie pary nasyconej wprowadzany jest do turbiny parowej czynnika organicznego (OTP). Turbina ta jest sprzężona z generatorem (G) w którym wytwarzana jest energia elektryczna. Rozprężony w turbinie etanol wprowadzany jest do kondensatora (KND) w którym to następuje jego skroplenie. Następnie jest on wtłaczany do kotła odzyskowego (KO) przez pompę czynnika organicznego (PO). W kotle tym etanol jest podgrzewany w celu podniesienia jego temperatury oraz doprowadzenia go do stanu pary nasyconej.

Dla całego obszaru badań możliwe jest wyznaczenie optymalnego ciśnienia etanolu na wlocie do turbiny ze względu na moc elektryczną netto analizowanego układu ORC. Zależność między tymi dwoma wielkościami w wariantcie W1 bloku oxy dla sprężu sprężarki powietrza 15 oraz stopnia odzysku tlenu równego 60 % pokazano na **Rys. 4.28.**



Rys. 4.28. Moc netto układu ORC w funkcji ciśnienia etanolu na wlocie do turbiny

Jak można zauważyć na **Rys. 4.28.** najwyższa moc netto układu ORC występuje dla ciśnienia na wlocie do turbiny równemu 106,61 kPa.

Głównymi założeniami dla analizowanego układu są:

- 1) Ciśnienie na wlocie do turbiny etanolu (OTP) równe 106,61 kPa (**Rys. 4.28.**);
- 2) Ciśnienie w kondensatorze (KND) równe 9,96 kPa;
- 3) Spiętrzenie temperatur na gorącym końcu wymiennika CHS1 ($t_{2c} - t_{8w}$), CHS2 ($t_{5c} - t_{7w}$) i CHS3.1 ($t_{8c} - t_{6w}$) równe 30K;

Pozostałe założenia dotyczące układu ORC przedstawiono w **Tab. 4.8.**

Tab. 4.8. Założenia dla modelu obliczeniowego układu ORC

Wielkość	Wartość
Temperatura wody na wylocie ze schładzacza SWC, °C	32
Spiętrzenie temperatury na zimnym końcu parowacza, K	10
Niedogrzew etanolu w ekonomizerze, K	5
Sprawność izentropowa turbiny parowej czynnika organicznego OTP, %	0,8
Sprawność izentropowa pomp (wody - PWC; czynnika organicznego - PO), %	0,8
Sprawność mechaniczna turbiny parowej czynnika organicznego OTP, %	98
Sprawność mechaniczna pomp (wody - PWC; czynnika organicznego - PO), %	99,8
Sprawność mechaniczna generatora (G), %	93
Współczynnik strat ciśnienia etanolu w ekonomizerze, %	1
Współczynnik strat ciśnienia etanolu w parowaczu, %	5
Współczynnik strat ciśnienia wody w ekonomizerze, %	1
Współczynnik strat ciśnienia wody w parowaczu, %	1

Wyznaczone parametry termodynamiczne etanolu oraz wody w charakterystycznych punktach organicznego obiegu Rankien`a (zintegrowanego z wariantem W1 elektrowni oxy) przedstawione zostały w **Tab. 4.9.** dla sprężu sprężarki powietrza równego 15 oraz stopnia odzysku tlenu równego 60% i 90%. Analogiczne wyniki dla wariantu W2 i W3 tego bloku przedstawiono odpowiednio w załączniku I. i załączniku J..

Tab. 4.9. Parametry termodynamiczne etanolu oraz wody w charakterystycznych punktach układu ORC dla wariantu W1 bloku oxy

R	60%				90%			
	Punkt	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C
1o	42,27	106,61	79,53 (1,00)	1266,26	36,86	106,61	79,53 (1,00)	1266,26
2o	42,27	9,96	28,96 (0,97)	1159,73	36,86	9,96	28,96 (0,97)	1159,73
3o	42,27	9,96	28,96	270,80	36,86	9,96	28,96	270,80
4o	42,27	113,35	28,99	270,97	36,86	113,35	28,99	270,97
5o	42,27	112,22	74,53	402,63	36,86	112,22	74,53	402,63
1w	164,87	679,11	32,00	134,72	143,76	679,11	32,00	134,72
2w	164,87	700,00	32,00	134,74	143,76	700,00	32,00	134,74
3w	40,90	700,00	32,00	134,74	35,67	700,00	32,00	134,74
4w	46,21	700,00	32,00	134,74	40,29	700,00	32,00	134,74
5w	77,77	700,00	32,00	134,74	67,82	700,00	32,00	134,74
6w	40,90	693,00	151,70	639,72	35,67	693,00	151,70	639,72
7w	46,21	693,00	150,10	632,82	40,29	693,00	150,10	632,82
8w	77,77	693,00	131,50	553,07	67,82	693,00	131,50	553,07
9w	164,87	693,00	141,75	596,91	143,76	693,00	141,75	596,91
10w	164,87	679,21	81,50	341,72	143,76	679,21	81,50	341,72

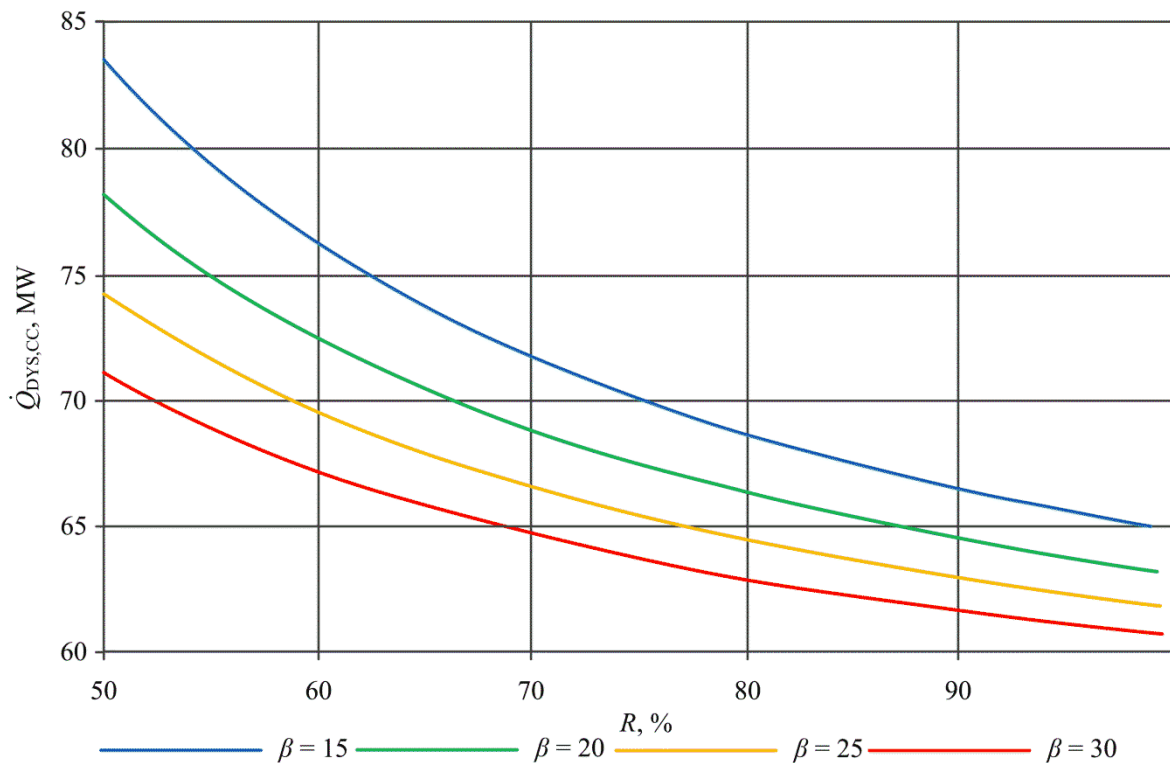
Jak można zauważyć w **Tab. 4.9.** parametry czynników takie jak ciśnienie, temperatura oraz entalpia są stałe w charakterystycznych punktach układu ORC pomimo zmiany stopnia odzysku tlenu w tlenowni (Podobnie jak w instalacji oczyszczania i sprężania CO₂). Jedynym parametrem zmiennym jest strumień wody oraz etanolu.

4.3.4. Zastosowanie organicznych obiegów Rankie`a (ORC) - wyniki obliczeń

Wyniki analizy termodynamicznej wariantu W1 elektrowni typu oxy (dla przypadku zastosowania zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW oraz układu ORC) w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza przedstawiono w niniejszym rozdziale. Analogiczne wyniki dla wariantów W2 i W3 tej elektrowni przedstawiono odpowiednio w załączniku I oraz załączniku J.

Podczas analizy wykorzystania ciepła odpadowego do zasilenia układu ORC początkowo niezbędne jest określenie strumienia ciepła dyspozycyjnego ($\dot{Q}_{DYS,CC}$) pochodzącego z chłodnic międzystopniowych sprężarki spalin znajdującej się w instalacji oczyszczania i sprężania CO₂. Wielkość tą w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech spręży sprężarki powietrza przedstawiono odpowiednio na **Rys. 4.29**.. To ciepło dyspozycyjne wyznaczono według następującej zależności:

$$\dot{Q}_{DYS,CC} = \dot{m}_{2c} \cdot (h_{2c} - h_{3c}) + \dot{m}_{5c} \cdot (h_{5c} - h_{6c}) + \dot{m}_{8c} \cdot (h_{8c} - h_{8.1c}) \quad (4.18)$$



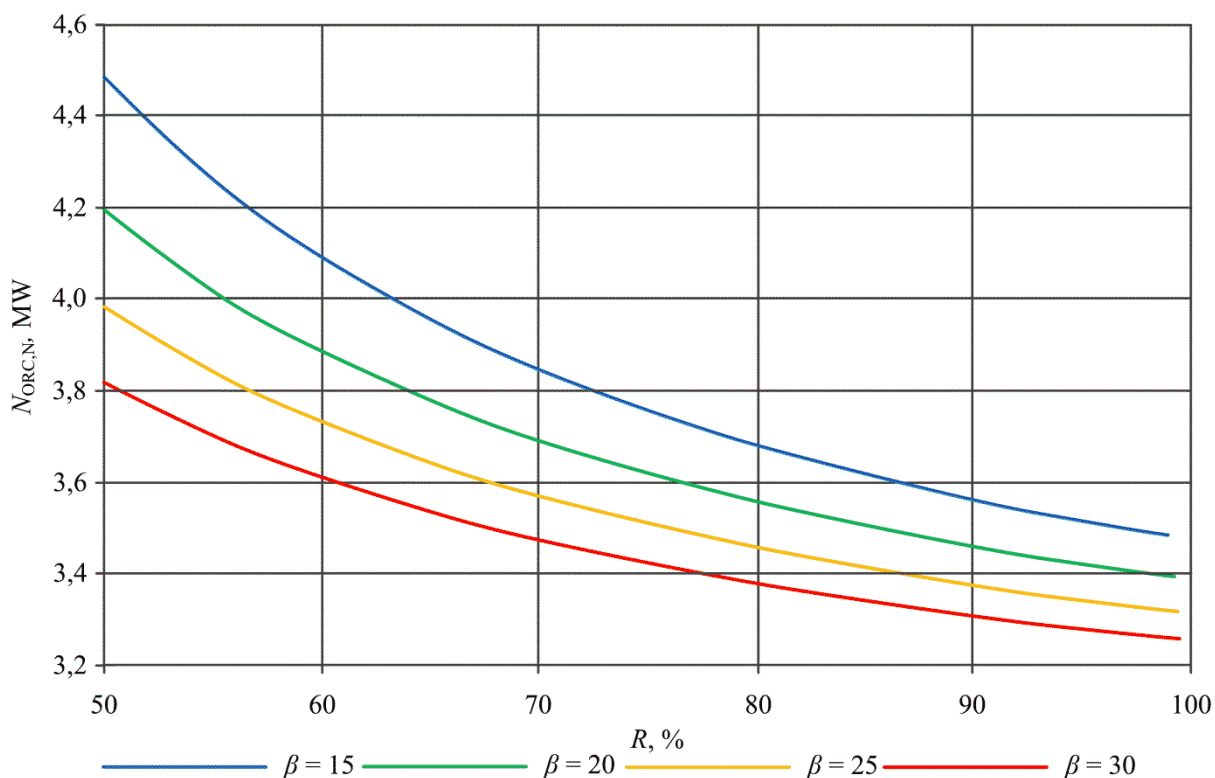
Rys. 4.29. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego z chłodnic międzystopniowych sprężarki spalin w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W1 bloku oxy)

Jak można zauważyć ciepło dyspozycyjne przedstawione na **Rys. 4.29**. maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu oraz wzrostem sprężu sprężarki powietrza.

Następnie podczas obliczeń modelu organicznego obiegu Rankien`a wyznaczono: moc brutto układu ORC ($N_{ORC,B}$), moc pompy etanolu (N_{PO}) oraz moc pompy wody chłodzącej (N_{PWC}). Znając te wielkości można wyznaczyć moc netto układu ORC według następującej zależności:

$$N_{ORC,N} = N_{ORC,B} - N_{PO} - N_{PWC} \quad (4.19)$$

Na **Rys. 4.30.** przedstawiono wykres tej mocy netto (dotyczące wariantu W1 bloku typu oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$).



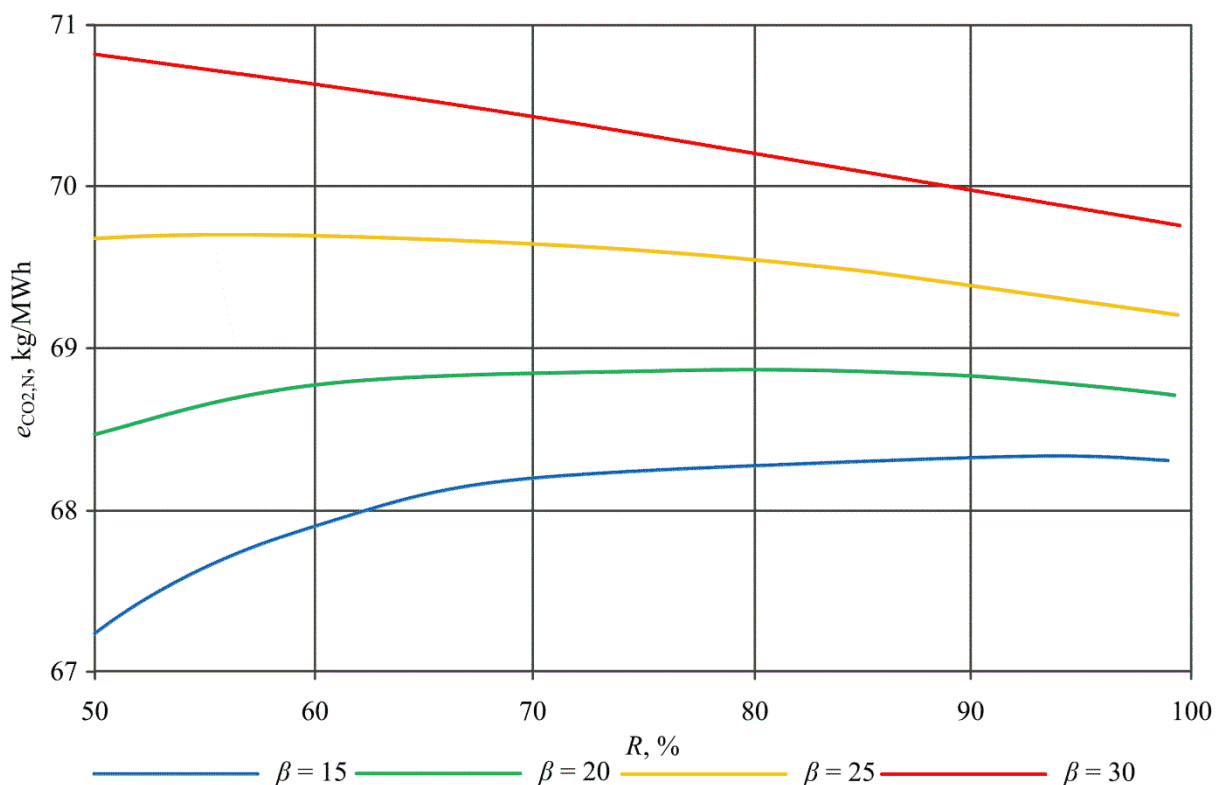
Rys. 4.30. Moc netto organicznego obiegu Rankien'a (Wariant W1 bloku oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 4.30** nie zależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza moc netto układu ORC maleje wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Najmniejsze wartości tego przyrostu występują dla najwyższego założonego sprężu sprężarki powietrza równego 30 (wielkość ta rośnie wraz ze spadkiem tego sprężu). Moc ta zmienia się w przedziale od 3,3 MW do 4,5 MW oraz jest wprost proporcjonalna do strumienia ciepła dostarczanego do układu ORC (ten strumień ciepła jest wprost proporcjonalny do strumienia spalin na wlocie do instalacji oczyszczania i sprężania CO_2).

Znając moc netto organicznego obiegu Rankien'a możliwe jest wyznaczenie wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto według zależności (4.16) znajdującej się na stronie 113 rozprawy doktorskiej. Przyrost tej sprawności w całym badanym obszarze jest wielkością stałą i w przybliżeniu jest równy 0,25 p.p.. Zatem sprawność netto trzech wariantów bloku oxy przedstawiona na **Rys. 4.24.** i **Rys. 4.25.** jest większa o tą właśnie wartość. W związku z tym optymalne wartości sprężu sprężarki powietrza przedstawione w

Tab. 4.7. nie zmieniają się. Charakterystyczne wielkości termodynamiczne w optymalnych punktach pracy trzech wariantów bloku oxy przedstawiono w **Tab. 4.10.**

Znajomość mocy elektrycznej bloku netto pozwoliło w tym analizowanym przypadku na wyznaczenie jednostkowej emisji CO₂ względem mocy elektrycznej bloku netto. Wielkość ta odniesiona do wariantu W1 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) pokazano na **Rys. 4.31.**



Rys. 4.31. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W1 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych oraz układem ORC) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Tendencje wzrostu oraz zmniejszania się jednostkowej emisji CO₂ względem mocy elektrycznej netto bloku oxy przedstawione na **Rys. 4.31** są identyczne jak w przypadku pokazanym na **Rys. 4.26.** Wartości tej wielkości w punktach pracy o najwyższej sprawności netto dla trzech wariantów bloku oxy przedstawiono w **Tab. 4.10.**

Tab. 4.10. Wskaźniki termodynamiczne oraz emisje jednostkowe CO₂ bloku oxy z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych oraz układem ORC w punktach pracy o najwyższej sprawności netto

Wielkość	Wariant bloku oxy		
	W1	W2	W3
Optymalny stopień odzysku tlenu, %	44,59	41,97	70*
Spręż sprężarki powietrza, -	15	15	15
Moc brutto organicznego obiegu Rankin`a, kW	4836,44	4877,66	3651,13
Moc pompy etanolu, kW	8,25	8,32	6,23
Moc pompy wody chłodzącej, kW	5,11	5,15	3,86
Moc netto organicznego obiegu Rankin`a, kW	4823,08	4864,19	3641,05
Przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto, p.p.	0,25	0,25	0,25
Moc elektryczna bloku netto, kW	806983,66	843912,11	641741,37
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto, %	41,84	43,38	44,07
Strumień CO ₂ emitowanego do atmosfery, kg/s	14,90	15,03	11,25
Jednostkowa emisja CO ₂ względem mocy elektrycznej brutto, kg/MWh	73,69	72,25	61,08
Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto, kg/MWh	66,47	64,11	63,10

* - wielkość minimalna wynikająca z poczynionych założeń

5. Analiza ekonomiczna

W niniejszym rozdziale rozprawy doktorskiej znajduje się opis metodologii wykorzystanej do analizy ekonomicznej trzech wariantów bloku referencyjnego oraz bloku oxy z oraz bez wykorzystania ciepła odpadowego. Przedstawiono tutaj również założenia oraz wyniki takiej analizy. Dodatkowo na końcu rozdziału przedstawiono wyniki analizy wrażliwości wybranego wskaźnika ekonomicznego na zmianę sześciu wybranych wielkości.

5.1. Metodologia analizy ekonomicznej

Głównym wskaźnikiem efektywności ekonomicznej wykorzystanym w przeprowadzonej analizie ekonomicznej jest wartość zaktualizowana netto (NPV). Według definicji wielkość ta zależy od rocznego strumienia przepływów pieniężnych netto (CF_t) oraz stopy dyskonta (r). Strumienie te wyznaczone są na kolejne lata pracy bloku (t), dyskontowane, a następnie są ze sobą sumowane, zgodnie ze wzorem:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=n} CF_t / (1+r)^t \quad (5.1)$$

Z warunku, że wartość zaktualizowana netto jest równa zero ($NPV = 0$) wyznaczana jest graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (k_{el}^{GR}). Jeśli więc cena sprzedaży energii elektrycznej jest większa od granicznej ($k_{el} > k_{el}^{GR}$) to badana elektrownia jest efektywna ekonomicznie ($NPV > 0$).

Występujący w równaniu (5.1) strumień przepływów pieniężnych netto wyznaczany jest według następującej zależności:

$$CF_t = [-J_{BE} + S - (K_{op} + P_d + K_{obr}) + K_A + L] \quad (5.2)$$

Gdzie:

- J_{BE} - nakłady inwestycyjne na budowę bloku energetycznego;
- S - przychody ze sprzedaży energii elektrycznej;
- K_{op} - koszty operacyjne;
- P_d - podatek dochodowy;
- K_{obr} - zmiana kapitału obrotowego;
- K_A - amortyzacja;
- L - wartość likwidacyjna występująca w ostatnim roku pracy bloku.

W analizie ekonomicznej przedstawionej w rozprawie doktorskiej zmiana kapitału obrotowego nie jest brana pod uwagę, więc jej wartość jest równa zero. Zależności przedstawiające sposób obliczania nakładów inwestycyjnych na budowę bloku oxy przedstawiono w podpunkcie 5.1.1. rozprawy. Natomiast w podpunkcie 5.1.2. przedstawiono metodę wyznaczania pozostałych wielkości występujących w równaniu (5.2). Dodatkowo metodę podziału granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na składowe zależne od kosztów paliwowych, pozapaliwowych oraz nakładów inwestycyjnych na budowę całego bloku oxy przedstawiono w podrozdziale 5.1.3. rozprawy doktorskiej.

5.1.1. Określanie nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni oxy

Nakłady inwestycyjne na budowę bloku energetycznego są sumą nakładów inwestycyjnych potrzebnych na wybudowanie poszczególnych elementów tego bloku oraz innych kosztów:

$$J_{BE} = J_{K+OTP} + J_{ASU} + J_{CC} + K_{inne} \quad (5.3)$$

Gdzie:

J_{K+OTP} - nakłady inwestycyjne na budowę kotła pyłowego wraz z obiegiem turbiny parowej;

J_{ASU} - nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni;

J_{CC} - nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO₂;

K_{inne} - inne koszty.

Inne koszty uwzględniają koszty projektu, pozwoleń, przygotowania terenu, engineeringu, rozruchu, części zapasowych i magazynowania. Określane są one jako iloczyn wskaźnika innych kosztów (B_{inne}) oraz sumy nakładów inwestycyjnych potrzebnych na wybudowanie poszczególnych elementów bloku:

$$K_{inne} = B_{inne} \cdot (J_{K+OTP} + J_{ASU} + J_{CC}) \quad (5.4)$$

W przypadku elektrowni analizowanej w artykule koszty zakupu turbiny parowej wraz z urządzeniami znajdującymi się w obiegu parowym oraz urządzeń i maszyn wchodzących w skład kotła wyznaczane są według danych zebranych z analogicznych obecnie realizowanych projektów [3]. Koszty te zależą od mocy bloku brutto oraz jednostkowego kosztu budowy obiegu parowego i kotła pyłowego (c_{K+TP}), zgodnie ze wzorem:

$$J_{K+OTP} = N_{el,B} \cdot C_{K+OTP} \quad (5.5)$$

Nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni liczone są jako iloczyn wskaźnika uwzględniającego między innymi koszty montażu, czy budowy połączeń i doprowadzenia mediów oraz sumy oszacowanych kosztów zakupu elementów tej instalacji:

$$J_{ASU} = B_{ASU} (C_{SP} + C_{EKS} + C_{MEM} + \Sigma C_{WC}) \quad (5.6)$$

Gdzie:

B_{ASU} - wskaźnik uwzględniający między innymi koszty montażu, czy budowy połączeń i doprowadzenia mediów dla tlenowni;

C_{SP} - koszty zakupu sprężarki powietrza;

C_{EKS} - koszty zakupu ekspandera;

C_{MEM} - koszty zakupu membrany;

ΣC_{WC} - koszty zakupu wymienników ciepła w tlenowni.

Koszt zakupu sprężarki powietrza wyrażony w USD wyznaczyć można według następującego wzoru ([4], [66], [67]):

$$C_{SP} = \frac{Y_{SP}}{0,93 - \eta_{i,SP}} \cdot \dot{m}_{1t} \cdot \beta \cdot \ln \beta \quad (5.7)$$

Gdzie:

Y_{SP} - współczynnik dla wyznaczania kosztu sprężarki powietrza;

$\eta_{i,SP}$ - sprawności wewnętrznej sprężarki;

\dot{m}_{1t} - strumień powietrza przepływającego przez sprężarkę;

β - spręż sprężarki powietrza.

Koszt zakupu turbiny gazowej wyrażony w USD wyznaczyć można według następującego wzoru ([4], [17]):

$$C_{EKS} = \frac{Y_{EKS1} \cdot \dot{m}_{4t} \cdot \ln \beta}{0,93 - \eta_{i,EKS}} \cdot [1 + \exp(0,0036 \cdot T_{4t} - Y_{EKS2})] \quad (5.8)$$

Gdzie:

Y_{EKS1}, Y_{EKS2} - współczynniki dla wyznaczania kosztu ekspandera;

$\eta_{i,EKS}$ - sprawności wewnętrznej ekspandera;

\dot{m}_{4t} - strumień gazu przepływającego przez ekspander;
 T_{4t} - temperatura gazu na wlocie do ekspandera;
 β - spręż sprężarki powietrza (w przybliżeniu jest równy stosunkowi ciśnień w ekspanderze).

Koszt zakupu wysokotemperaturowej membrany separacyjnej stanowi iloczyn jej powierzchni (A_{MEM}) oraz jej kosztu jednostkowego ($c_{j, MEM}$):

$$C_{MEM} = A_{MEM} \cdot c_{j, MEM} \quad (5.9)$$

Suma kosztów zakupu wymienników ciepła wyrażona w USD zależy od współczynnika kosztu jednostkowego wymiennika ciepła (Y_{WC}) oraz powierzchni wymiany ciepła wymienników: PSP1 (A_{PSP1}), PSP2 (A_{PSP2}) i PPO (A_{PPO}):

$$\Sigma C_{WC} = Y_{WC} \cdot (A_{PSP1}^{0,6} + A_{PSP2}^{0,6} + A_{PPO}^{0,6}) \quad (5.10)$$

Nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla w głównej mierze zależą od kosztu zakupu sprężarki CO₂. Wyznaczono je z zależności analogicznej do równania (5.7):

$$J_{CC} = B_{CC} \cdot \frac{Y_{SDW}}{0,93 - \eta_{i,SDW}} \cdot \dot{m}_{1c} \cdot \beta_{SDW} \cdot \ln \beta_{SDW} \quad (5.11)$$

Gdzie:

B_{CC} - wskaźnik uwzględniający między innymi koszty montażu, czy budowy połączeń i doprowadzenia mediów dla instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla;

Y_{SDW} - współczynnik dla wyznaczania kosztu sprężarki;

$\eta_{i,SDW}$ - sprawności wewnętrznej sprężarki;

\dot{m}_{1c} - strumień spalin przepływających przez sprężarkę;

β_{SDW} - spręż sprężarki spalin.

5.1.2. Określenie kosztów występujących w latach budowy i pracy bloku energetycznego

Koszty operacyjne występujące w zależności (5.2) są sumą kosztów stałych oraz zmiennych. Pierwsze z nich wyznaczyć można według następującej zależności:

$$K_s = K_r + K_A + K_o + K_u \quad (5.12)$$

Gdzie:

K_r - koszty remontów;

K_A - amortyzacja;

K_o - koszty osobowe;

K_u - koszty ubezpieczenia.

Natomiast koszty zmienne liczone jako następująca suma:

$$K_z = K_{PAL} + K_{eCO_2} + K_e \quad (5.13)$$

Gdzie:

K_{PAL} - koszty paliwowe;

K_{eCO_2} - koszty emisji CO₂;

K_e - koszty eksploatacyjne.

Koszty remontów (K_r), ubezpieczenia (K_u) oraz amortyzacji (K_A) występujące w równaniu (5.12) wyznaczone są jako iloczyny nakładów inwestycyjnych na budowę bloku (J_{BE}) i odpowiednio wskaźników kosztów remontu (B_r), ubezpieczenia (B_u) oraz średniej stawki amortyzacji (B_A) zgodnie z ogólną zależnością:

$$K_i = J_{BE} \cdot B_i \quad (i = r, u, A) \quad (5.14)$$

Koszty obsługi bloku występujące w równaniu (5.12) stanowią iloczyn mocy elektrycznej bloku ($N_{el,B}$), wskaźnika zatrudnienia (B_{ZA}) oraz średnich kosztów zatrudnienia pracownika na rok (K_{ZPM}):

$$K_o = N_{el,B} \cdot B_{ZA} \cdot K_{ZPM} \quad (5.15)$$

Składniki występujące w zależności na koszty zmienne (5.13) wyznaczone z następujących równań:

$$K_{PAL} = \tau \cdot \dot{m}_{PAL} \cdot c_{PAL} \quad (5.16)$$

$$K_{eCO_2} = \tau \cdot \dot{m}_{eCO_2} \cdot c_{eCO_2} \quad (5.17)$$

$$K_e = \tau \cdot N_{el,B} \cdot c_{CC} + \tau \cdot N_{el,B} \cdot c_{SR} \quad (5.18)$$

Gdzie:

- τ - dyspozycyjność bloku;
- c_{PAL} - koszt jednostkowy paliwa;
- c_{eCO_2} - koszt jednostkowy uprawnień do emisji dwutlenku węgla;
- c_{CC} - koszt jednostkowy eksploatacji instalacji oczyszczania i sprężania CO₂;
- c_{SR} - koszt jednostkowy korzystania ze środowiska.

Roczne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej występujące w równaniu (5.2) wyznaczone są według następującej zależności:

$$S = \tau \cdot N_{el,N} \cdot k_{el} \quad (5.19)$$

Gdzie:

- $N_{el,N}$ - moc elektryczna bloku netto;
- k_{el} - jednostkowa cena sprzedaży energii elektrycznej;

Wartość likwidacyjna występująca w równaniu (5.2) jest iloczynem nakładów inwestycyjnych na budowę bloku (J_{BE}) i wskaźnika wartości likwidacyjnej bloku (B_L):

$$L = J_{BE} \cdot B_L \quad (5.20)$$

Wielkość ta brana jest pod uwagę podczas obliczania strumienia przepływów pieniężnych netto w ostatnim roku eksploatacji danego bloku. Ostatnią z wielkości występującej w równaniu (5.2) jest podatek dochodowy. Zależy on od przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej (S), kosztów operacyjnych (K_{op}), odsetek od kredytu (O) oraz stopy podatku dochodowego (p_d), zgodnie ze wzorem:

$$P_d = [S - (K_{op} + O)] \cdot p_d \quad (5.21)$$

5.1.3. Określanie składowych granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej

Jak już wspomniano wcześniej graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej wyznaczana jest z warunku, że wartość zaktualizowana netto jest równa zero ($NPV = 0$). Po podstawieniu do równania (5.1) zależności (5.2) i (5.19) oraz po przekształceniach tego równania otrzymano następującą zależność:

$$k_{el}^{GR} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[J_{BE} + (K_{op} + P_d + K_{obr}) - A - L]_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{E_{el,N}}{(1+r)^t}} \quad (5.22)$$

Tą graniczną cenę możemy również przedstawić w funkcji nakładów inwestycyjnych (J_{BE}), kosztów paliwowych (K_{PAL}) i kosztów pozapaliwowych (K_{PP}), zgodnie ze wzorem:

$$k_{el}^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[J_{BE} + K_{PAL} + K_{PP}]_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[E_{el,N}]_t}{(1+r)^t}} \quad (5.23)$$

Wówczas koszty pozapaliwowe liczymy według zależności:

$$K_{PP} = K_{eCO2} + K_e + K_o + K_r + K_u + K_{obr} + P_d - L \quad (5.24)$$

Równanie (5.23) można zapisać również w postaci:

$$k_{el}^{GR} = k_{JBE}^{GR} + k_{PAL}^{GR} + k_{PP}^{GR} \quad (5.25)$$

Gdzie:

k_{JBE}^{GR} - część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od nakładów inwestycyjnych na budowę bloku energetycznego;

k_{PAL}^{GR} - część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od kosztów paliwowych;

k_{NP}^{GR} - część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od kosztów pozapaliwowych;

Wtedy człony równia (5.25) wyznaczamy według następujących zależności:

$$k_{JBE}^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[J_{BE}]_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[E_{el,N}]_t}{(1+r)^t}} \quad (5.26)$$

$$k_{PAL}^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[K_{PAL}]_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[E_{el,N}]_t}{(1+r)^t}} \quad (5.27)$$

$$k_{NP}^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[K_{PP}]_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[E_{el,N}]_t}{(1+r)^t}} \quad (5.28)$$

Dzięki takiemu podziałowi granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej możliwe jest określenie, która z trzech wielkości ma największy wpływ na tę cenę graniczną

5.2. Założenia do obliczeń

Jednym z ważniejszych założeń jest jednostkowy koszt budowy obiegu parowego i kotła pyłowego. Wielkość ta dla wariantu W1 bloku referencyjnego oraz bloku oxy przyjęta jest na poziomie 970 EUR/kW_B w oparciu o [3]. Wspierając się o wyniki przedstawione w [140] ustalono ten jednostkowy koszt budowy dla wariantu W2 na poziomie 1213 EUR/kW_B. Natomiast biorąc pod uwagę między innymi wyższe sprawności wewnętrzne turbiny parowej oraz niższe ciśnienie w skraplaczu występujące w wariantcie W3 elektrowni oxy założono, że dla tego przypadku jednostkowy koszt budowy obiegu parowego i kotła pyłowego wynosi 1261 EUR/kW_B. Pozostałe założenia niezbędne do określenia nakładów inwestycyjnych na budowę wariantów bloku oxy według zależności (5.3)÷(5.11) przedstawiono w **Tab. 5.1.**

Tab. 5.1. Założenia do wyznaczenia nakładów inwestycyjnych na budowę trzech wariantów bloku oxy

Wielkość	Wartość
Jednostkowa cena membrany separacyjnej ($c_{i,MEM}$), USD/m ²	500
Współczynnik jednostkowej ceny wymienników ciepła (Y_{WC}), -	2850
Jednostkowy koszt zakupu i budowy kotła oraz maszyn i urządzeń w obiegu TP (c_{K+TP}), EUR/kW _{brutto}	970
Wskaźnik określający inne koszty związane z budową bloku (B_{inne})	0,64
Wskaźnik określający koszty budowy tlenowni (B_{ASU})	1,8
Wskaźnik określający koszty budowy instalacji CC (B_{CC})	10
Kurs dolara USD/EUR	1,33
Wielkość Y_{SP} (równanie (5.7)) i Y_{SDW} (równanie (5.11))	89,8
Wielkość Y_{EKS1} (równanie (5.8))	599,2
Wielkość Y_{EKS2} (równanie (5.8))	65,7

Do obliczeń ekonomicznych założono, że nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni oxy podzielone są na pięć lat. Pierwszego roku wykorzystane zostaje 10%, drugiego roku 30%, trzeciego roku 25%, czwartego roku 20%, a piątego roku pozostałe 15% kosztów inwestycyjnych. Osiemdziesiąt procent nakładów inwestycyjnych pokryte zostanie z kredytu komercyjnego o rocznym oprocentowaniu 6%. Okres spłaty tego kredytu wynosi 15 lat. Ważnym założeniem jest także jednostkowa cena paliwa (węгля kamiennego), która jest równa 55 EUR/Mg. Wielkość tą przyjęto opierając się na danych statystycznych z 2014 roku

opublikowanych w [50]. Pozostałe założenia do obliczeń ekonomicznych przedstawiono w **Tab. 5.2.**

Tab. 5.2. Założenia do analizy ekonomicznej dla trzech wariantów bloku oxy.

Wielkość	Wartość	
Stopa dyskonta (r), %	6,2	
Stopa podatku dochodowego (p_d), %	19	
Wskaźnik kosztów remontu (B_r), %, (systematyczne zwiększanie wraz z latami eksploatacji bloku) [138]	w roku 1	0,5
	w latach 2-3	1,0
	w latach 4-7	1,5
	w latach 8-11	2,0
	w latach 12-15	2,5
	w latach 16-25	3,0
	w latach 26-30	3,5
Wskaźnik kosztów ubezpieczenia (B_u), %	0,2	
Średnia stawka amortyzacji (B_A), %	5,0	
Okres eksploatacji bloku (n), lata	30	
Jednostkowe koszty eksploatacji instalacji CC (c_{CC}), EUR/MWh _{brutto}	3	
Jednostkowa opłata za korzystanie ze środowiska (c_{SR}), EUR/MWh _{brutto}	1,2	
Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO ₂ (c_{eCO_2}), €/Mg	21,8	
Wskaźnik zatrudnienia (B_{ZA}), osoby/MW _{brutto}	0,4	
Wskaźnik wartości likwidacyjnej (B_L), %	20	
Koszt zatrudnienia jednej osoby na rok (K_{ZPM}), EUR	14300	
Roczny czas pracy bloku energetycznego (τ), h	7 500	

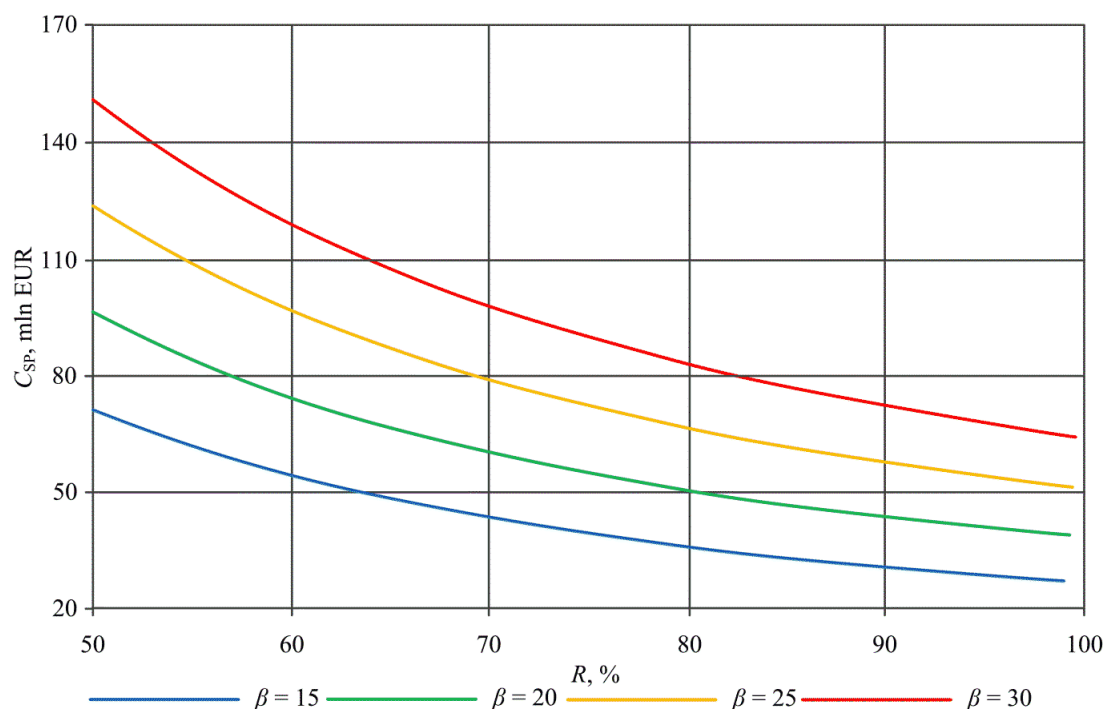
5.3. Wyniki analizy ekonomicznej

Wyniki analizy ekonomicznej wariantu W1 elektrowni typu oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza przedstawiono w niniejszym rozdziale. Analogiczne wyniki dla wariantów W2 i W3 tej elektrowni przedstawiono odpowiednio w załączniku K oraz załączniku L.

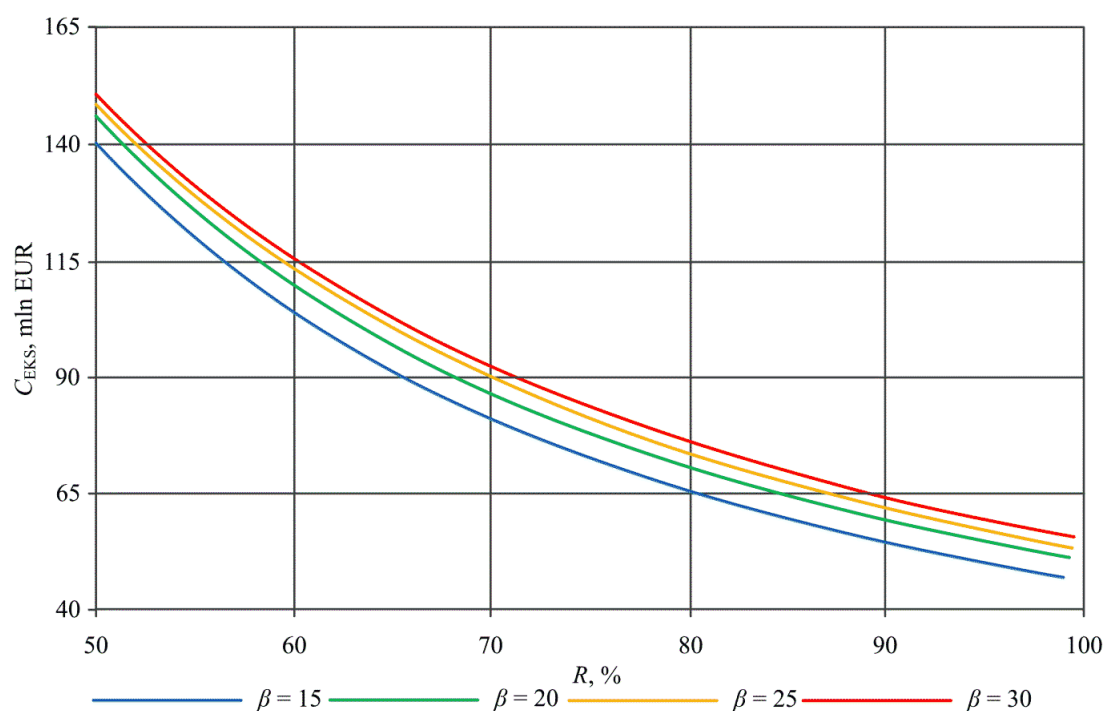
5.3.1. Wyniki dla bloku oxy bez odzysku ciepła

Wielkościami niezbędnymi do wyznaczenia nakładów inwestycyjnych na budowę bloku oxy są nakłady inwestycyjne na budowę tlenowego kotła pyłowego wraz z układem turbiny parowej, tlenowni oraz instalacji oczyszczania i sprężania CO₂. Pierwsza z wielkości jest stała i wynosi 582 mln EUR, 723 mln EUR i 757 mln EUR odpowiednio dla wariantu W1, W2 i W3 bloku oxy. Do określenia wartości nakładów inwestycyjnych na budowę tlenowni niezbędne jest wyznaczenie kosztów zakupu poszczególnych elementów tej instalacji. Wykres kosztów zakupu sprężarki powietrza w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) przedstawiono na **Rys. 5.1.** Natomiast w analogiczny sposób na **Rys. 5.2.**, **Rys. 5.3.** i **Rys. 5.4.** przedstawiono

odpowiednio koszty zakupu ekspandera, wysokotemperaturowej membrany separacyjnej oraz wymienników ciepła. W przypadku kosztu membrany dodano drugą oś pionową w celu przedstawienia powierzchni membrany w funkcji R i β .

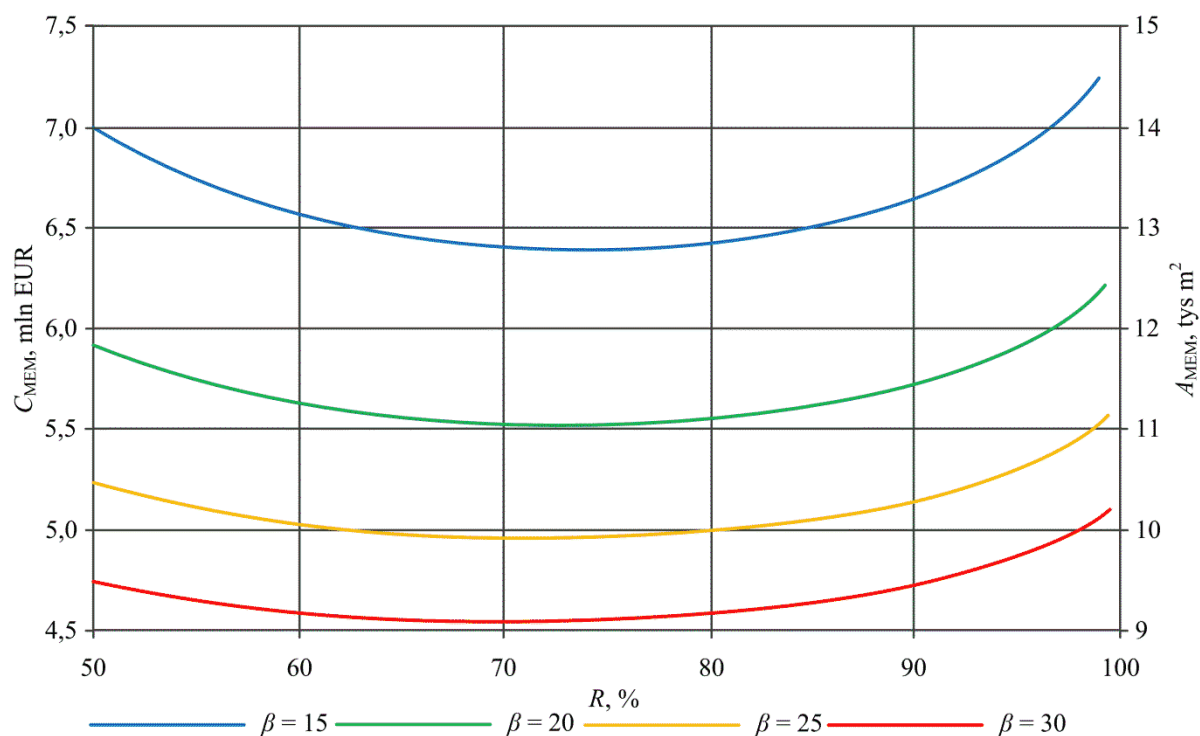


Rys. 5.1. Koszt zakupu sprężarki powietrza (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



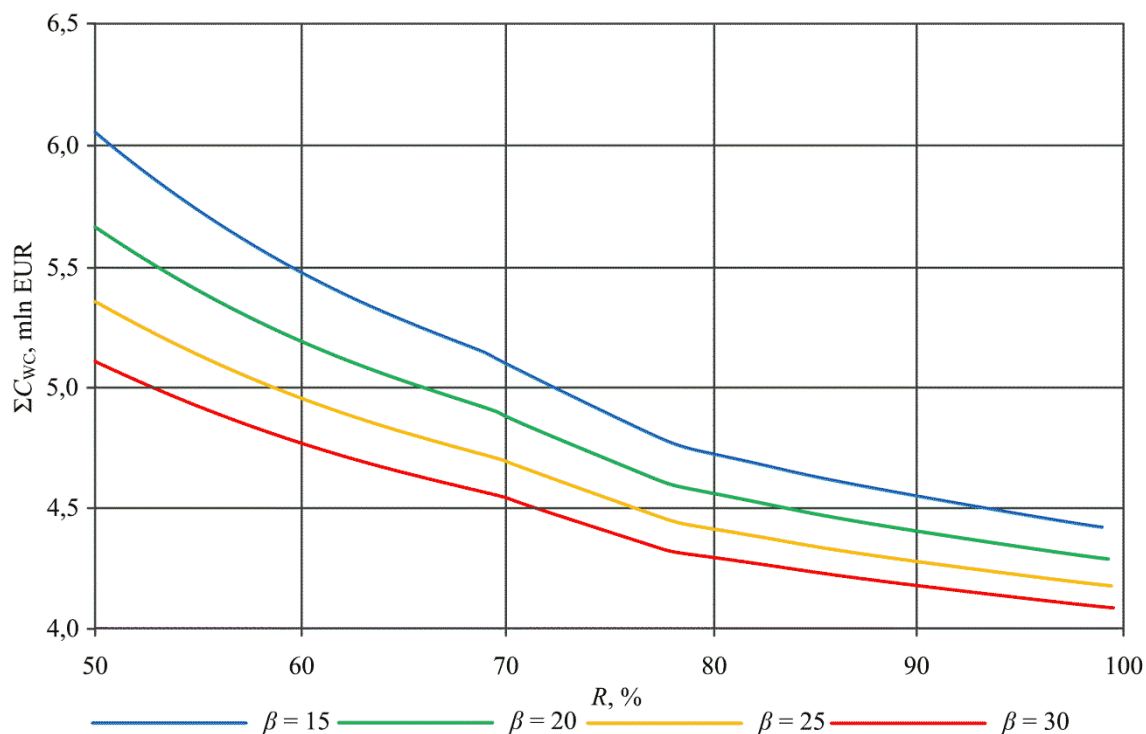
Rys. 5.2. Koszt zakupu ekspandera (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 5.1.** oraz **Rys. 5.2.** nie zależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza koszt zakupu tej sprężarki oraz ekspandera spada wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Największe wartości tych kosztów występują dla najwyższego założonego sprężu równego 30 i maleją wraz ze spadkiem tego sprężu. Koszt zakupu sprężarki powietrza zmienia się w przedziale od 27,63 mln EUR do 150,41 mln EUR, a koszt zakupu ekspandera w przedziale od 47,91 mln EUR do 149,48 mln EUR.



Rys. 5.3. Koszt zakupu wysokotemperaturowej membrany separacyjnej oraz powierzchnia tej membrany (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

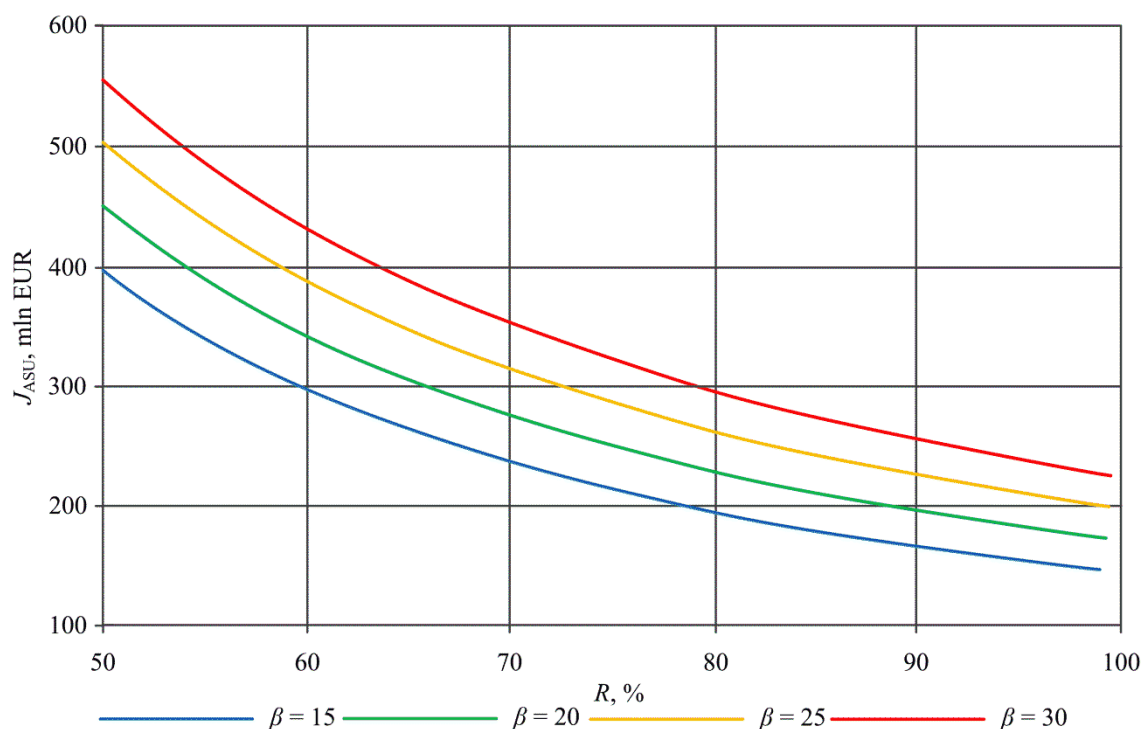
Jak można zauważyć na **Rys. 5.3.** nie zależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza koszt zakupu wysokotemperaturowej membrany separacyjnej początkowo spada aż do osiągnięcia wartości minimalnej, a następnie zaczyna wzrastać wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Najmniejsze wartości tego kosztu występują dla najwyższego założonego sprężu równego 30 i rosną wraz ze spadkiem tego sprężu. Koszt zakupu membrany zmienia się w przedziale od 19,12 mln EUR do 30,42 mln EUR.



Rys. 5.4. Koszt zakupu wymienników ciepła PSP1, PSP2 i PPO (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 5.4.** koszt zakupu wymienników ciepła PSP1, PSP2 i PPO spada wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Najmniejsze wartości tego kosztu występują dla najwyższego założonego sprężu sprężarki powietrza równego 30 i rosną wraz ze spadkiem tego sprężu. Koszt zakupu wymienników zmienia się w przedziale od 4,10 mln EUR do 6,04 mln EUR.

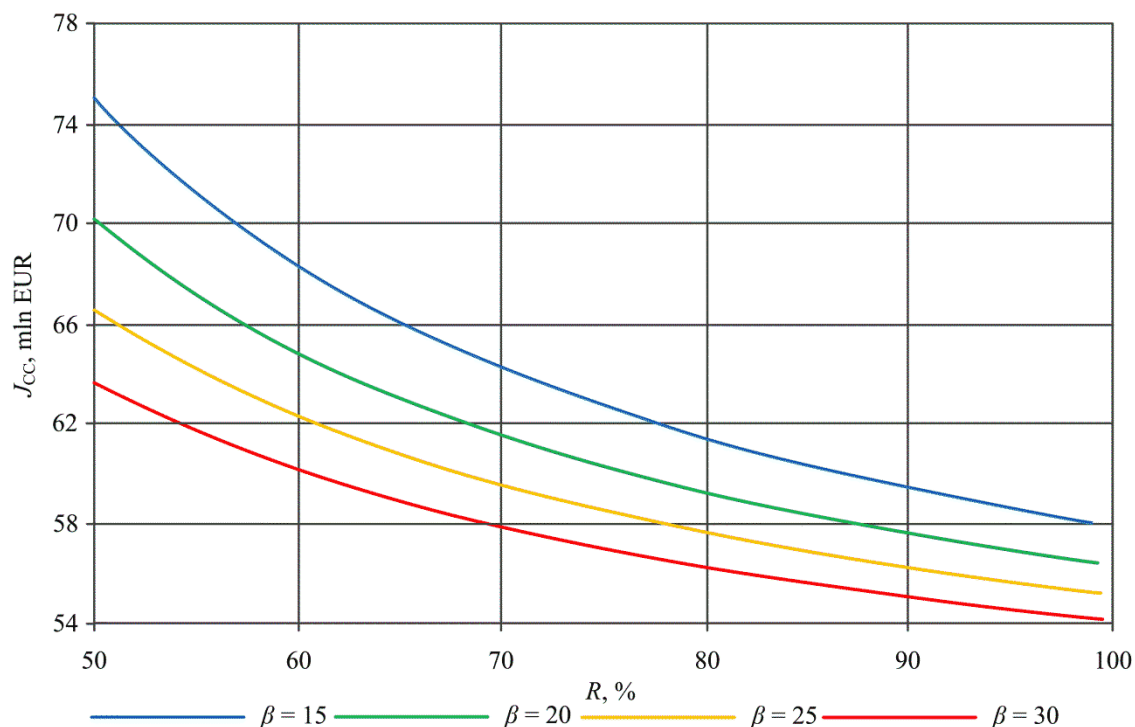
Znając wartości kosztów przedstawionych na **Rys. 5.1.**, **Rys. 5.2.**, **Rys. 5.3.** i **Rys. 5.4** możliwe jest określenie nakładów inwestycyjnych na budowę tlenowni. Wielkość tą w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15; 20; 25; 30$) przedstawiono na **Rys. 5.5.**



Rys. 5.5. Nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 5.5.** nie zależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni zmniejszają się wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Największe wartości tych nakładów występują dla najwyższego założonego sprężu równego 30 i maleją wraz ze spadkiem tego sprężu. Nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni zmieniają się w przedziale od 153,45 mln EUR do 553,45 mln EUR.

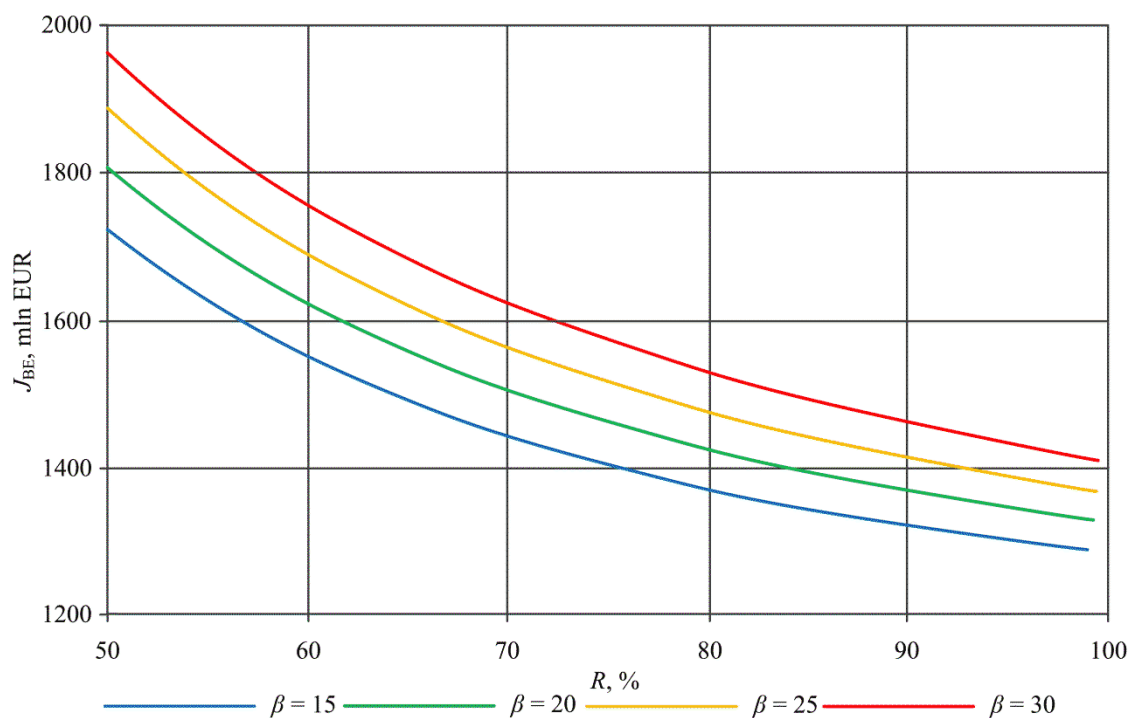
Ostatnią wielkością niezbędną do wyznaczenia nakładów inwestycyjnych na budowę bloku oxy są nakłady na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO₂. Wielkość tą w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) przedstawiono na **Rys. 5.6.**



Rys. 5.6. Nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 5.6.** nie zależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ zmniejszają się wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Największe wartości tych nakładów występują dla najmniejszego założonego sprężu równego 15 i maleją wraz ze wzrostem tego sprężu. Nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ zmieniają się w przedziale od 54,55 mln EUR do 74,99 mln EUR.

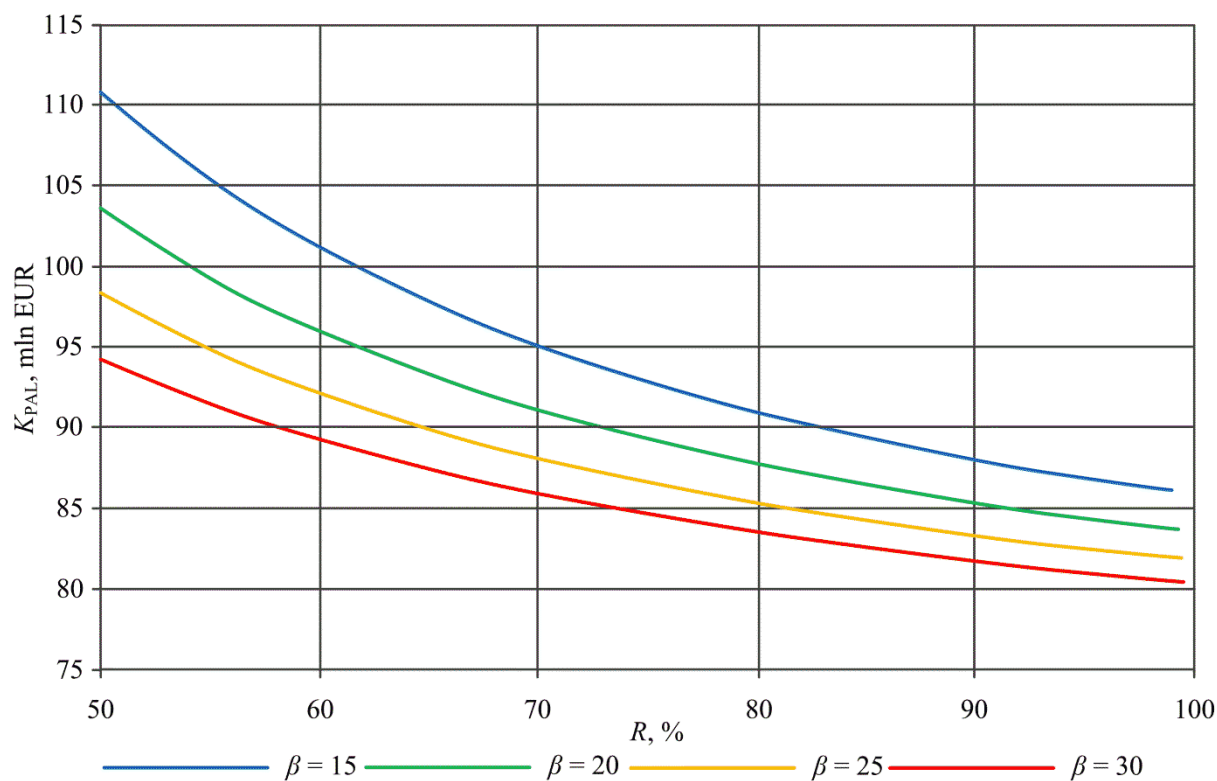
Znajomość nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji wchodzących w skład elektrowni oxy pozwoliło na określenie nakładów inwestycyjnych na budowę tej elektrowni. Wielkość tą w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) pokazano na **Rys. 5.7.**



Rys. 5.7. Nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni typu oxy (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 5.7.** nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni typu oxy zmniejszają się wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Najmniejsze wartości tych nakładów występują dla najmniejszego założonego sprężu równego 15 i rosną wraz ze wzrostem tego sprężu. Nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni typu oxy zmieniają się w przedziale od 1301,75 mln EUR do 1966,77 mln EUR.

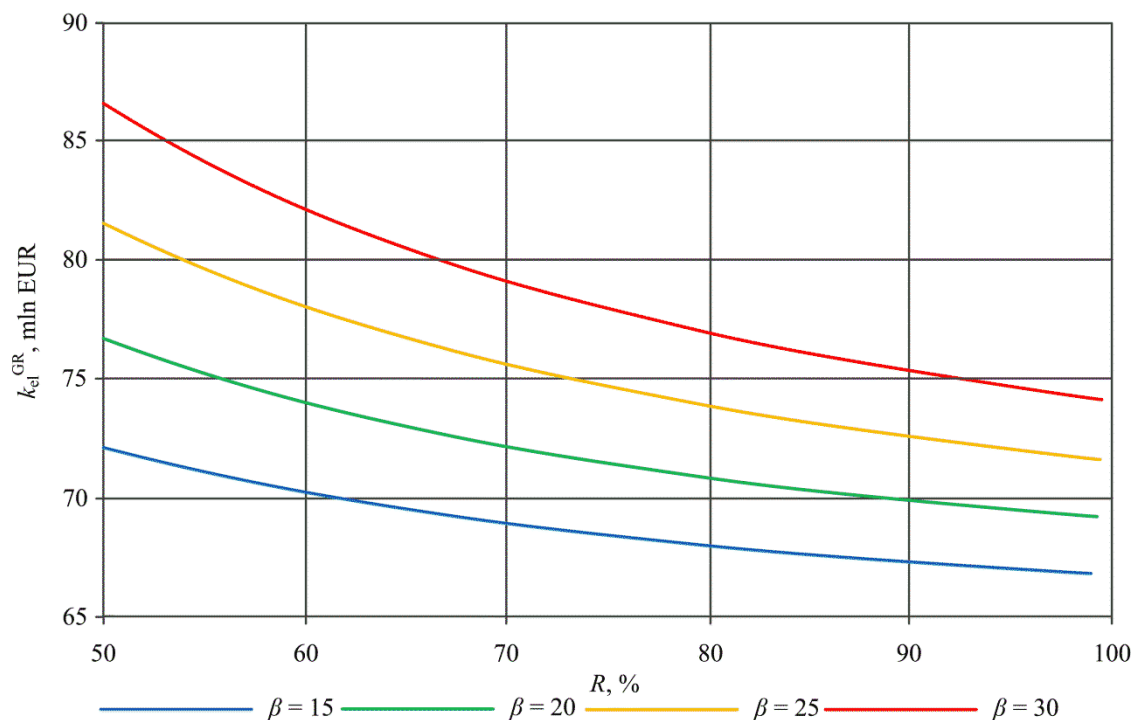
Następnie wyznaczono koszty paliwowe, który to są jednymi z najważniejszych kosztów. Wielkość tą w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech spręży sprężarki powietrza przedstawiono na **Rys. 5.8.**



Rys. 5.8. Koszty paliwowe (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 5.8.** koszty paliwowe maleją wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu oraz wzrostem sprężu sprężarki powietrza. Wielkość ta zmienia się w przedziale od 80,5 mln EUR do 110,8 mln EUR.

Znajomość nakładów inwestycyjnych na budowę bloku oxy, kosztów paliwowych wraz z pozostałymi wielkościami wyznaczonymi według metodologii przedstawionej w podrozdziale 5.1.2. pozwoliło na określenie rocznych przepływów pieniężnych netto, a co za tym idzie wartości zaktualizowanej netto (*NPV*). Następnie dzięki obliczeniom iteracyjnym wyznaczono graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Wielkość ta w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15; 20; 25; 30$) przedstawiona jest na **Rys. 5.6.**



Rys. 5.9. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 5.9.** nie zależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej zmniejszają się wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Najmniejsza wartość tej ceny granicznej występuje dla sprężu równego 15 i stopnia odzysku tlenu równego 98,99 %. Dokładniejsze wyniki analizy ekonomicznej w punktach pracy o najniższej wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla trzech wariantów bloku oxy bez odzysku ciepła odpadowego przedstawiono w **Tab. 5.3.**

Tab. 5.3. Wyniki analizy ekonomicznej w punktach pracy o najniższej wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla trzech wariantów bloku oxy bez odzysku ciepła

Wielkość	Wariant bloku oxy		
	W1	W2	W3
Stopień odzysku tlenu, %	98,99	98,99	98,99
Spręż sprężarki powietrza, -	15,00	15,00	15,00
Koszty zakupu sprężarki powietrza, mln EUR	27,64	26,60	26,13
Koszty zakupu ekspandera, mln EUR	47,91	46,11	45,29
Koszty zakupu membrany, mln EUR	7,24	6,97	6,85
Koszty zakupu wymienników ciepła w tlenowni, mln EUR	4,43	4,17	4,10
Nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni, mln EUR	153,44	147,59	144,99
Nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ , mln EUR	58,30	56,11	55,12
Nakłady inwestycyjne na budowę kotła pyłowego wraz z obiegiem turbiny parowej, mln EUR	582,00	727,50	756,60
Nakłady inwestycyjne na budowę bloku energetycznego, mln EUR	1301,74	1527,17	1569,01
Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej, EUR/MWh	66,86	72,79	73,01
Część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od nakładów inwestycyjnych na budowę bloku energetycznego, EUR/MWh	30,43	35,77	36,43
Część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od kosztów paliwowych, EUR/MWh	21,30	20,54	20,01
Część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od kosztów pozapaliwowych, EUR/MWh	15,12	16,48	16,57

Podobnie jak w przypadku analizy termodynamicznej wykonano analizę ekonomiczną trzech wariantów elektrowni referencyjnej. Nakłady inwestycyjne na budowę tych wariantów wynoszą 954,48 mln EUR (W1), 1193,10 mln EUR (W2) i 1240,82 mln EUR (W3). Graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej wyznaczono identycznie jak w przypadku bloku oxy. Jest ona równa 65,92 EUR/MWh, 70,90 EUR/MWh i 71,66 EUR/MWh odpowiednio dla wariantu W1, W2 i W3 elektrowni referencyjnej.

5.3.2. Wyniki dla bloku oxy z odzyskiem ciepła - Zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu parowym

W przypadku elektrowni typu oxy z zastosowanym zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW do nakładów inwestycyjnych należy dodać koszty związane z zastąpieniem tych wymienników ($C_{ODZ,ZPW}$). Podczas wyznaczania tych kosztów należy pamiętać, że niektóre z wymienników całkowicie usuwane są z układu turbiny parowej lub zmniejszają się ich powierzchnie wymiany ciepła, co w efekcie powoduje zmniejszenie nakładów na budowę układu turbiny parowej. Z drugiej strony wprowadzamy do układu wymienniki gaz-woda, które powodują wzrost nakładów inwestycyjnych. Ostatecznie koszt

zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW (w USD) znajdujących się w układzie turbiny parowej wyznaczono według następującej zależności:

$$C_{ODZ,ZPW} = -C_{PW,BZA} + C_{PW,ZAS} + Y_{WC} \cdot (A_{WS1}^{0,6} + A_{WS2}^{0,6} + A_{WR1}^{0,6} + A_{WR2}^{0,6}) \quad (5.29)$$

Gdzie:

$C_{PW,BZA}$ - koszt wszystkich wymienników regeneracyjnych znajdujących się w układzie turbiny parowej w którym nie zastosowano zastąpienia tych wymienników (wyznaczane podobnie jak w zależności (5.10) ze strony 140);

$C_{PW,ZAS}$ - koszt wszystkich wymienników regeneracyjnych znajdujących się w układzie turbiny parowej w którym zastosowano zastąpienie tych wymienników (wyznaczane podobnie jak w zależności (5.10) ze strony 140);

Y_{WC} - współczynnik do wyznaczania kosztów zakupu wymienników ciepła;

$A_{WS1}, A_{WS2}, A_{WR1}, A_{WR2}$ - powierzchnie wymiany ciepła wymienników WS1, WS2, WR1 i WR2.

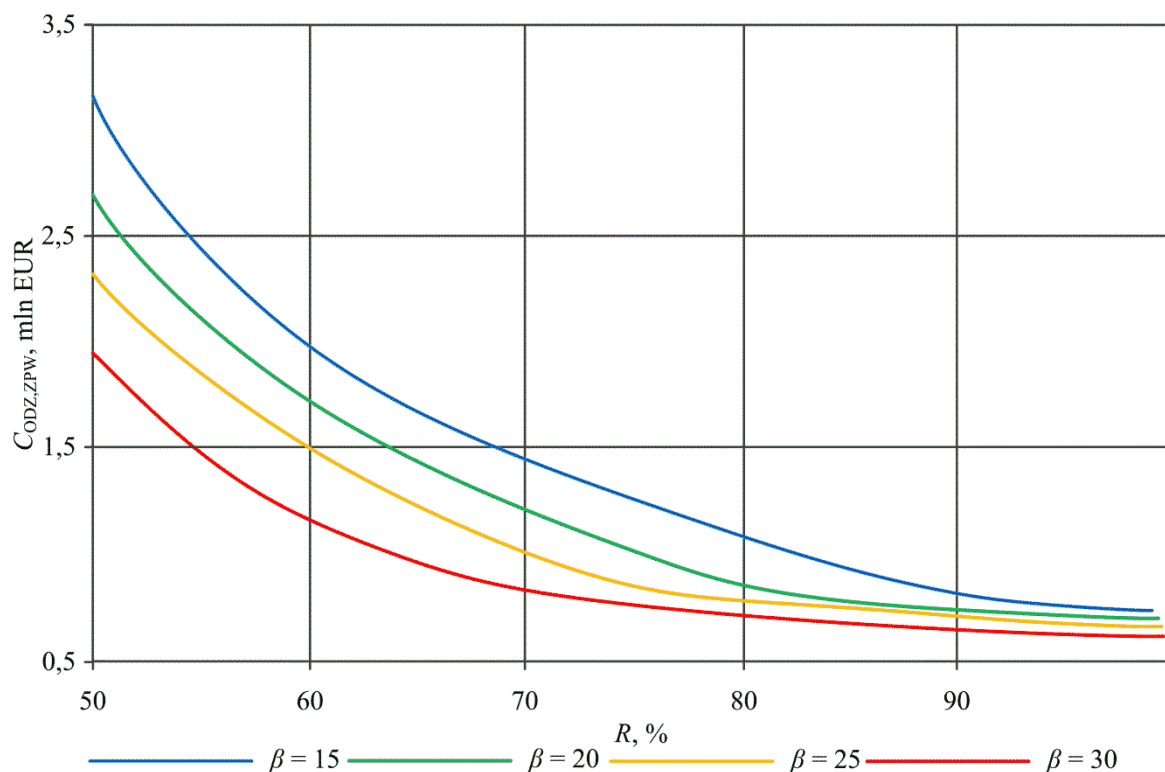
Koszty te uwzględnia się dodatkowo podczas obliczania nakładów inwestycyjnych na budowę bloku oxy (5.3) oraz innych kosztów (5.4) zgodnie ze następującymi zależnościami:

$$J_{BE} = J_{K+OTP} + J_{ASU} + J_{CC} + C_{ODZ,ZPW} + K_{inne} \quad (5.30)$$

$$K_{inne} = B_{inne} \cdot (J_{K+OTP} + J_{ASU} + J_{CC} + C_{ODZ,ZPW}) \quad (5.31)$$

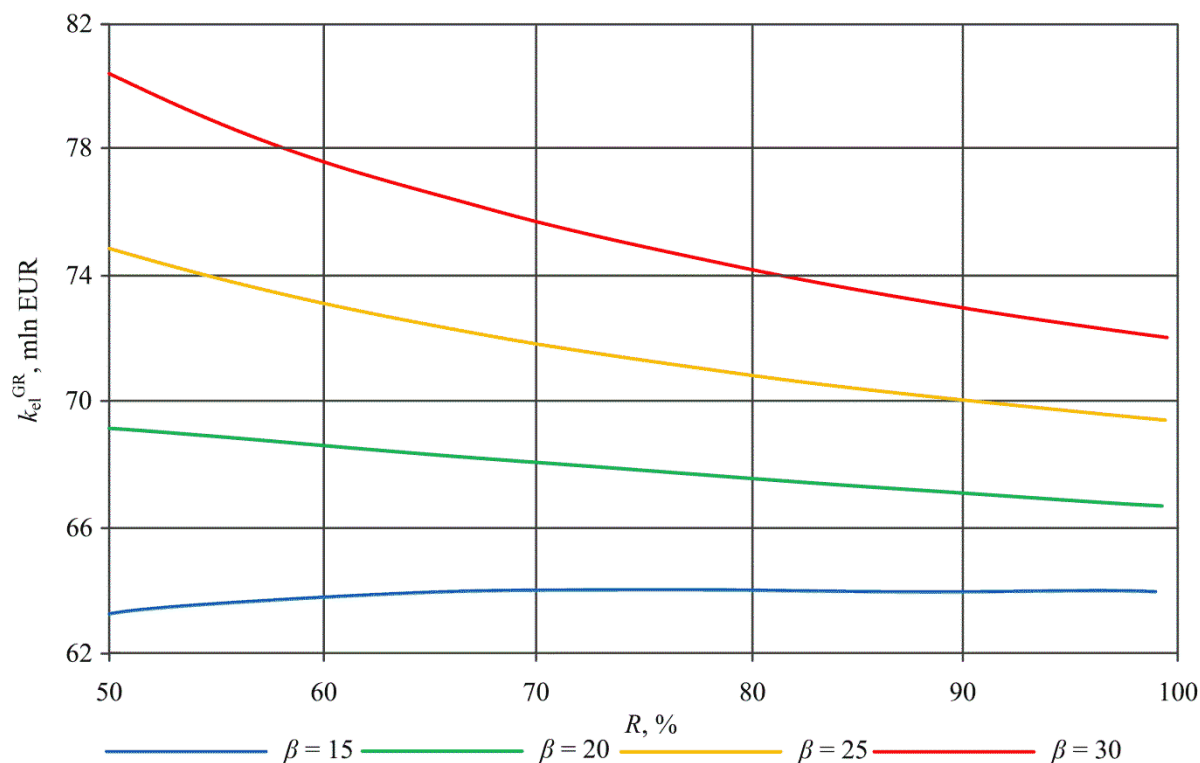
Wyniki analizy ekonomicznej wariantu W1 elektrowni typu oxy z metodą wykorzystania ciepła odpadowego do zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza przedstawiono w niniejszym rozdziale. Analogiczne wyniki dla wariantów W2 i W3 tej elektrowni przedstawiono odpowiednio w załączniku K. oraz załączniku L..

Koszty zastąpienia wymienników regeneracyjnych (wariant W1 bloku oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) przedstawiono na **Rys. 5.10.**



Rys. 5.10. Koszt zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 5.10.** nie zależnie od założonego sprężu sprężarki powietrza koszt zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW zmniejsza się wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Najmniejsze wartości tego kosztu występują dla najwyższego założonego sprężu równego 30 i rosną wraz ze spadkiem tego sprężu. Koszt zastąpienia zmienia się w przedziale od 0,62 mln EUR do 3,02 mln EUR. Dzięki określonym wartościom tego kosztu, nakładów na budowę tlenowego kotła pyłowego wraz z układem turbiny parowej oraz nakładom przedstawionym na **Rys. 5.5.** i **Rys. 5.6.** wyznaczono nakłady na budowę bloku typu oxy z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW. Nakłady te są nieznacznie większe od tych przedstawionych na **Rys. 5.7.** więc nie przedstawiono ich na osobnym wykresie. Jednakże podobnie jak w poprzednim analizowanym przypadku pozwoliły one na wyznaczenie granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Wielkość tą w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15; 20; 25; 30$) przedstawiono na **Rys. 5.11.**

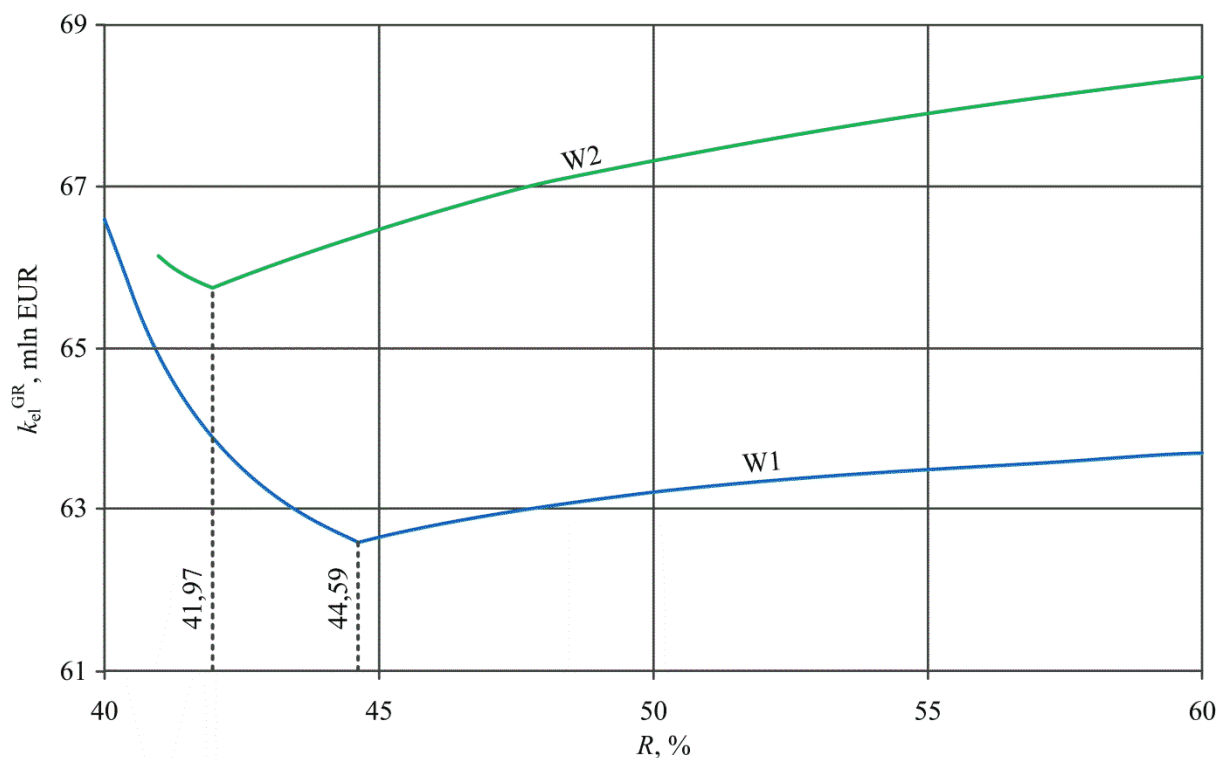


Rys. 5.11. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W1 elektrowni oxy zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 5.11.** graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej w tym przypadku maleje wraz ze zmniejszaniem sprężu sprężarki powietrza. W przypadku stopnia odzysku tlenu występują następujące zależności:

- dla $\beta = 15$ - graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej rośnie gdy zwiększany jest R;
- dla $\beta = 20; 25; 30$ - graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej maleje gdy zwiększany jest R.

Najniższa wartość tej granicznej ceny występuje dla $\beta = 15$ oraz $R = 50\%$, jednakże wyraźnie widać, że poniżej tej wartości stopnia odzysku tlenu ta wielkość nadal będzie spadać. W związku z tym dla sprężu sprężarki powietrza równego 15 postanowiono dodatkowo przeanalizować mniejsze wartości tego stopnia odzysku. Taką analizę wykonano dla wariantu W1 oraz W2 bloku oxy, a jej wyniki w postaci wykresu granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej w funkcji stopnia odzysku tlenu przedstawiono na **Rys. 5.12.** W przypadku wariantu W3 bloku oxy jak już wspomniano w podrozdziale 4.3.2. dalsze obniżanie stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki nie jest możliwe.



Rys. 5.12. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej w funkcji stopnia odzysku tlenu (dla $\beta = 15$) dla wariantu W1 i W2 bloku oxy

Jak można zauważyć na **Rys. 5.12.** dla wariantu W1 bloku oxy z wykorzystaniem ciepła do zastępowania wymienników regeneracyjnych wyraźnie widoczna jest wartość minimalna funkcji występująca dla stopnia odzysku tlenu równego 44,59%. W punkcie tym zastąpione są wszystkie niskoprężne i wysokoprężne wymienniki regeneracyjne. Analogiczna wartość maksymalna sprawności netto dla wariantu W2 bloku oxy występuje dla sprężu równego 41,97%. Zauważyć można, że wartości optymalnych stopni odzysku tlenu są identyczne jak w przypadku punktów optymalnych dla analizy termodynamicznej (**Tab. 4.7.**). Na podstawie wyników z tego rozdziału oraz z załącznika K. (Wariant W2) i załącznika L. (wariant W2) zestawiono w **Tab. 5.4** parametry ekonomiczne dla punktów pracy o najniższej wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla trzech wariantów bloku oxy.

Tab. 5.4. Wyniki analizy ekonomicznej w punktów pracy o najniższej wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla trzech wariantów bloku oxy z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW

Wielkość	Wariant bloku oxy		
	W1	W2	W3
Optymalny stopień odzysku tlenu, %	44,59	41,97	70,00*
Spręż sprężarki powietrza, -	15,00	15,00	15,00
Nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni, mln EUR	480,60	515,66	227,45
Nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO ₂ , mln EUR	80,64	81,33	60,88
Nakłady inwestycyjne na budowę kotła pyłowego wraz z obiegiem turbiny parowej, mln EUR	582,00	727,50	756,60
Koszt zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW, mln EUR	4,32	5,95	1,61
Nakłady inwestycyjne na budowę bloku energetycznego, mln EUR	1881,97	2181,89	1716,33
Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej, EUR/MWh	62,61	65,77	67,84
Część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od nakładów inwestycyjnych na budowę bloku energetycznego, EUR/MWh	29,56	32,76	33,89
Część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od kosztów paliwowych, EUR/MWh	19,80	19,09	18,79
Część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od kosztów pozapaliwowych, EUR/MWh	13,26	13,92	15,16

* - wielkość minimalna wynikająca z poczynionych założeń

5.3.3. Wyniki dla bloku oxy z odzyskiem ciepła - Zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu parowym oraz zastosowanie układu ORC

W przypadku elektrowni typu oxy z zastosowanym zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW oraz organicznym obiegiem Rankine'a należy uwzględnić jak w poprzednim przypadku koszty zastąpienia wymienników PW (5.29) oraz koszt budowy układu ORC. Koszt takiego układu wyrażony jest wzorem:

$$C_{ODZ,ORC} = c_{ORC} \cdot N_{N,ORC} \quad (5.32)$$

Gdzie:

c_{ORC} - jednostkowy koszt układu ORC.

$N_{N,ORC}$ - moc elektryczna netto układu ORC netto.

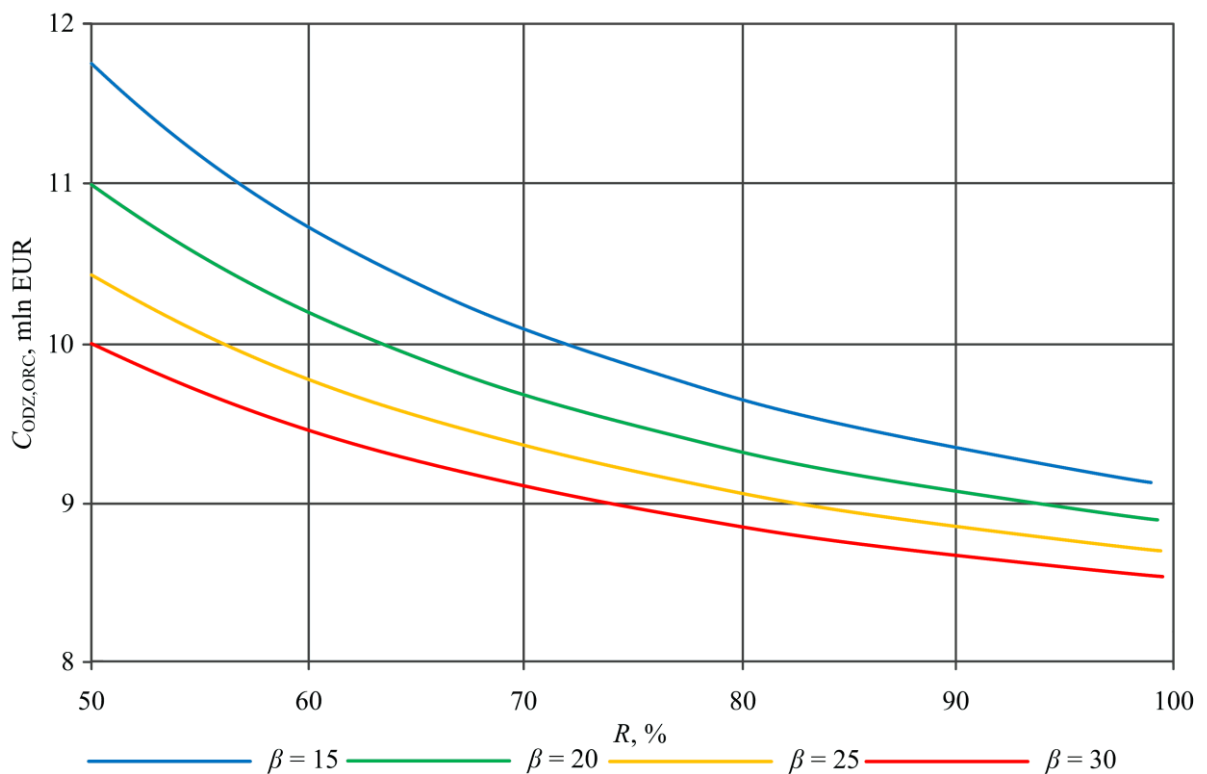
Przyjęto, że jednostkowy koszt układu ORC jest równy 2620 EUR/kW_{netto} [100]. Natomiast moc netto układu ORC przedstawiona jest na **Rys. 4.30**. Dzięki tym wielkością możliwe jest określenie kosztu układu ORC. Wielkość ta jest następnie uwzględniana podczas obliczania nakładów inwestycyjnych na budowę bloku oxy (5.3) oraz innych kosztów (5.4) zgodnie ze następującymi zależnościami:

$$J_{BE} = J_{K+OTP} + J_{ASU} + J_{CC} + C_{ODZ,ZPW} + C_{ODZ,ORC} + K_{inne} \quad (5.33)$$

$$K_{inne} = B_{inne} \cdot (J_{K+OTP} + J_{ASU} + J_{CC} + C_{ODZ,ZPW} + C_{ODZ,ORC}) \quad (5.34)$$

Wyniki analizy ekonomicznej wariantu W1 elektrowni typu oxy z metodą wykorzystania ciepła odpadowego do zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW oraz układem ORC w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza przedstawiono w niniejszym rozdziale. Analogiczne wyniki dla wariantów W2 i W3 tej elektrowni przedstawiono odpowiednio w załączniku K. oraz załączniku L..

Koszty układu ORC (wariant W1 bloku oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu dla czterech założonych wartości sprężu sprężarki powietrza ($\beta = 15;20;25;30$) przedstawiono na **Rys. 5.13.**



Rys. 5.13. Koszt układu ORC (Wariant W1 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Jak można zauważyć na **Rys. 5.13.** koszt układu ORC zmniejsza się wraz ze wzrostem stopnia odzysku tlenu w membranie separacyjnej. Najmniejsze wartości tego kosztu występują dla najwyższego założonego sprężu równego 30 i rosną wraz ze spadkiem tego sprężu. Koszt tego układu zmienia się w przedziale od 8,54 mln EUR do 11,75 mln EUR. Dzięki określonym wartościom tego kosztu przedstawionemu na **Rys. 5.10.**, nakładów na budowę tlenowego kotła pyłowego wraz z układem turbiny parowej oraz nakładom

przedstawionym na **Rys. 5.5.** i **Rys. 5.6.** wyznaczono nakłady na budowę bloku typu oxy z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW. Nakłady te są nieznacznie większe od tych przedstawionych na **Rys. 5.7.** Te z kolei umożliwiły wyznaczenie granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Jest ona niewiele większa od wielkości pokazanych na **Rys. 5.11.** i **Rys. 5.12.**, więc zdecydowano się nie przedstawiać ich na osobnym wykresie. Na podstawie wyników z tego rozdziału oraz z załącznika K. (Wariant W2) i załącznika L. (wariant W3) zestawiono w **Tab. 5.5.** parametry ekonomiczne w punktach pracy o najniższej wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla trzech wariantów bloku oxy. Pozostałe wielkości są takie same jak w **Tab. 5.4.**

Tab. 5.5. Wyniki analizy ekonomicznej w punktów pracy o najniższej wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla trzech wariantów bloku oxy z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW oraz układem ORC

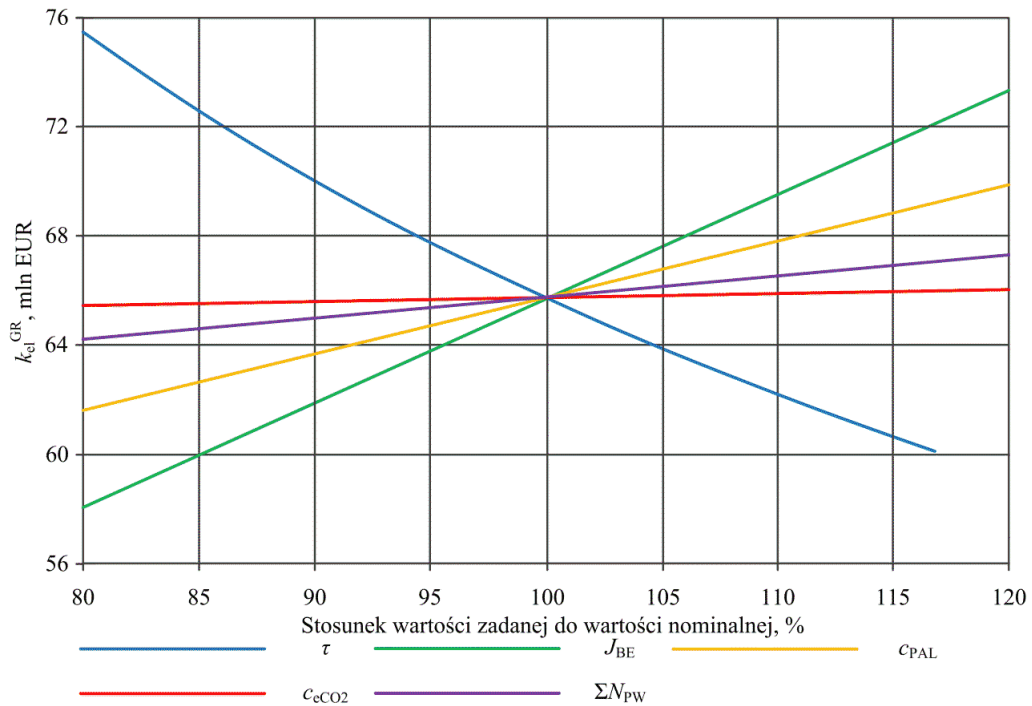
Wielkość	Wariant bloku oxy		
	W1	W2	W3
Optymalny stopień odzysku tlenu, %	44,59	41,97	70,00*
Spręż sprężarki powietrza, -	15,00	15,00	15,00
Koszt układu ORC, mln EUR	12,68	12,78	9,57
Nakłady inwestycyjne na budowę bloku energetycznego, mln EUR	1902,76	2202,86	1732,03
Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej, EUR/MWh	62,66	65,80	67,86
Część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od nakładów inwestycyjnych na budowę bloku energetycznego, EUR/MWh	29,71	32,89	34,01
Część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od kosztów paliwowych, EUR/MWh	19,68	18,98	18,68
Część granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej zależna od kosztów pozapaliwowych, EUR/MWh	13,27	13,93	15,17

* - wielkość minimalna wynikająca z poczynionych założeń

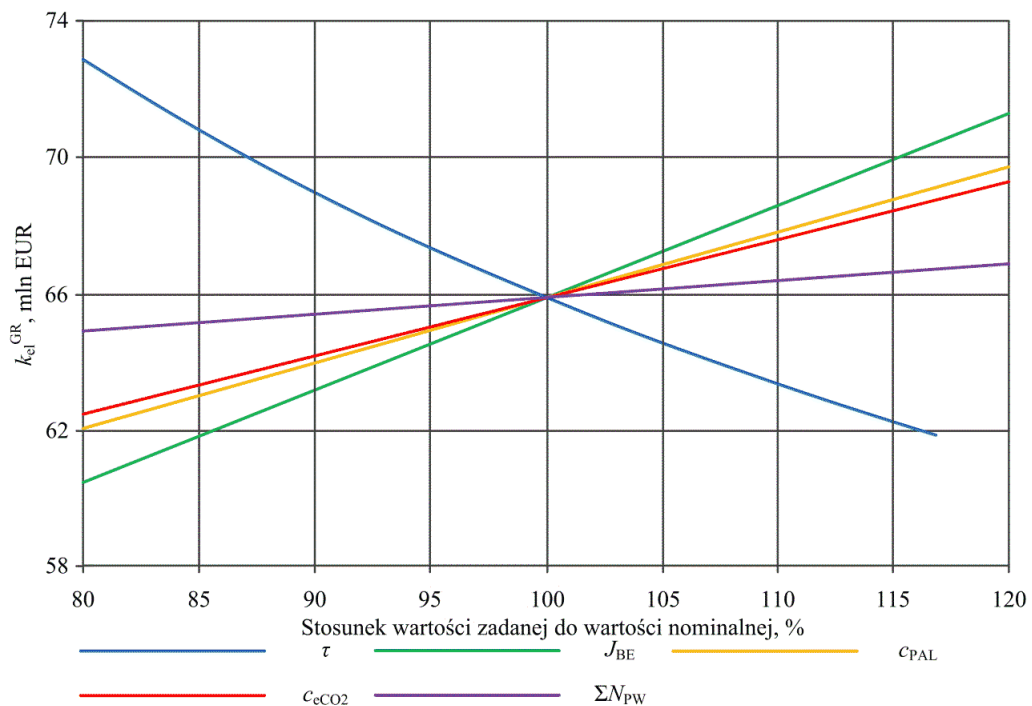
5.4. Analiza wrażliwości

Podczas analizy ekonomicznej należy założyć wiele wielkości mających ogromny wpływ na jej wyniki. Z tego właśnie powodu taką analizę powinna zakończyć się analizą wrażliwości wybranego wskaźnika ekonomicznego (w przypadku niniejszej rozprawy doktorskiej jest to graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej) na zmianę wybranych wielkości wejściowych. Wielkości te powinny charakteryzować się dużą zmiennością swojej wartości w czasie. Dodatkowo taka analiza jest dobrym wstępem do analizy ryzyka (pomaga wybrać wielkości dla których zmiany wskaźnika ekonomicznego są znaczne). Wybrano do niej następujące parametry: czas pracy bloku (τ), moc potrzeb własnych (ΣN_{PW}), jednostkowy koszt emisji CO₂ (c_{eCO_2}), jednostkowa cena paliwa (c_{PAL}) oraz nakłady na budowę bloku energetycznego (J_{BE}). Wymienione wielkości zmieniano w zakresie -20% do +20% względem założeń

nominalnych z wcześniejszych obliczeń. Wyniki analizy wrażliwości w optymalnym punkcie pracy wariantu W1 bloku typu oxy (Tab. 5.3.) przedstawiono na Rys. 5.14., a analogiczne wyniki przeprowadzonej dla bloku referencyjnego pokazano na Rys. 5.15..



Rys. 5.14. Analiza wrażliwości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla bloku typu oxy (wariant W1) bez wykorzystania ciepła odpadowego



Rys. 5.15. Analiza wrażliwości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla bloku referencyjnego (wariant W1)

Najmniejszy wpływ na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej analizowanego bloku typu oxy ma koszt emisji CO₂. Linia przedstawiająca tę wielkość jest prawie równoległa do osi x wykresu przedstawionego na **Rys. 5.14.** Następne w kolejności są odpowiednio wskaźnik potrzeb własnych, cena jednostkowa paliwa oraz nakłady inwestycyjne na budowę bloku energetycznego. Największe znaczenie dla analizy ekonomicznej ma tutaj dyspozycyjność bloku, ponieważ zmienia ona wartość granicznej ceny sprzedaży w przedziale 60,2÷75,5 EUR/MWh. Dla bloku referencyjnego (**Rys. 5.15.**) koszty emisji CO₂ mają większe znaczenie od wskaźnika potrzeb własnych. Największy wpływ nadal ma dyspozycyjność bloku, jednak uzmiennia ona wartość granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej w mniejszym przedziale (61,9÷72,9 EUR/MWh).

6. Analiza ryzyka ekonomicznego

Konstruując nowe bloki energetyczne należy przeprowadzić następujące analizy [70]:

- techniczną odmiennych konfiguracji układów;
- oddziaływania na środowisko rozpatrywanych konfiguracji układów;
- możliwości finansowania;
- ekonomiczną.

Działania te obejmowane są w tzw. *Prefesability study*, skąd po wyborze konfiguracji układu w ramach rozwinięcia tego studium (*Fesability, developement*) uwaga skupiona jest uwaga na [70]:

- optymalizacji wybranej struktury;
- wykonaniu specyfikacji istotnych warunków zamówienia;
- uzyskaniu stosownych zezwoleń i koncesji (zgodnie z prawem budowlanym, prawem ochrony środowiska, ustawą o zagospodarowaniu przestrzennym, prawem energetycznym, itd.);
- przygotowaniu i negocjacjach kontraktów: na dostawy paliwa i urządzeń oraz odbiór produktów, jak i z wykonawcami, głównie robót inżynierskich i budowlano-montażowych;
- wybór głównych dostawców maszyn i urządzeń oraz wykonawców robót inżynierskich i budowlano-montażowych;
- szczegółowa analiza ekonomiczna projektu;
- zamknięcie finansowania projektu.

Zamknięcie finansowe projektu umożliwia rozpoczęcie fazy inwestycyjnej. Zasadnicze jej elementy to [70]:

- wykonanie szczegółowych projektów inżynierskich;
- dostawy maszyn i urządzeń;
- roboty budowlane, przyłączeniowe i montażowe;
- uruchomienia, rozruchy i odbiory.

W tej fazie pojawiają się następujące elementy ryzyka [70]:

- przekroczenie planowanego okresu budowy;

- przekroczenie planowanych nakładów;
- niedotrzymanie planowanych (gwarantowanych) osiągnięć układu (głównie mocy i sprawności).

Elementy ryzyka wymienione wyżej mogą być związane z ryzykiem: kursowym, zmianami w prawie, zmianami wysokości podatków, ale także zmianami dostawców maszyn i urządzeń [70].

Po okresie budowy następuje faza działalności komercyjnej przedsiębiorstwa. Specyfikę tej fazy determinuje ryzyko [70]:

- wyższej niż planowano degradacji osiągnięć układu;
- niższej niż planowano dyspozycyjności;
- wyższych niż planowano kosztów;
- niższej niż planowano produkcji;

Aby uzyskać odpowiednią wiarygodność wyników analizy ekonomicznej projektu inwestycji (między innymi inwestycji energetycznej) wymagane jest uwzględnienie ryzyka towarzyszącego temu przedsięwzięciu. Cel ten można osiągnąć dwoma metodami ([1], [70], [102], [142]):

- korygowaniem stopy dyskonta o tzw. premię ryzyka;
- wykorzystaniem rachunku prawdopodobieństwa przy szacowaniu przewidywanych przepływów finansowych z inwestycji.

Stopa dyskonta stanowiąca podstawę obliczeń zasadniczych wskaźników oceny inwestycji (jak *NPV* i *BEP*) określa graniczną stopę dochodowości projektu inwestycyjnego. Zwiększenie tej stopy, o tzw. premię ryzyka [94], zależną od stopnia ponoszonego ryzyka podnosi wymagania stawiane temu projektowi. Takim sposobem wysokość premii ryzyka determinuje margines bezpieczeństwa ponoszonego przez inwestora. W ten sposób sprawia się, że pomimo zwiększenia kosztów czy niepełnego zrealizowania przychodów istnieje szansa nieprzyniesienia strat. Korygowanie stopy dyskonta jest prostą metodą uwzględniania ryzyka w ocenie efektywności ekonomicznej projektów, wymaga jednak oszacowania premii ryzyka [94]. Szacunek ten może być wspomagany przez zastosowanie rachunku prawdopodobieństwa.

W drugiej z wymienionych metod uwzględnia się, że przepływy finansowe z inwestycji określone są w sposób probabilistyczny dla każdego roku [1]. Można szacować różne wartości tych przepływów jednocześnie przypisując im różne prawdopodobieństwo wystąpienia. Przepływy pieniężne (przychody i koszty) w fazie działalności komercyjnej przedsiębiorstwa zawsze traktujemy losowo. Nakłady inwestycyjne ze względu na bliskość czasową możemy potraktować deterministycznie. Jednak w przypadku technologii, które nie są dojrzałe komercyjnie nakłady inwestycyjne nie są łatwe do określenia, więc należy je traktować jako wielkość losową.

6.1. Metoda Monte Carlo analizy ryzyka – założenia, wyniki oraz opis zastosowanej metody

Podczas analizy ryzyka zdecydowano się na Metodę Monte Carlo ([7], [28], [88]) która jest jedną z metod probabilistycznych. Na początku należy wybrać wielkości wejściowe do algorytmu obliczeń ekonomicznych, które będą traktowane jako zmienne losowe. Ważnym wymogiem względem tych wielkości jest to, że muszą one być niezależne względem siebie. Do analizy przeprowadzonej w rozprawie doktorskiej wybrano te same wielkości co w przedstawionej wcześniej analizie wrażliwości: jednostkowa cena węgla (c_{PAL}), czas pracy bloku (τ), moc potrzeb własnych bloku (ΣN_{PW}); koszt emisji CO₂ (c_{eCO_2}), i nakłady na budowę bloku energetycznego (J_{BE}). Następnym krokiem jest dobór przedziałów zmienności danej wielkości, które to pokazano w **Tab. 6.1.**

Tab. 6.1. Założone granice zmienności wielkości przyjętych do analizy ryzyka

Wielkość	Odchyłka ujemna	Odchyłka dodatnia
Jednostkowa cena węgla	- 10 %	+ 20 %
Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂	- 30 %	+ 150 %
Nakłady inwestycyjne	- 7,5 %	+ 7,5 %
Dyspozycyjność	- 7,5 %	+ 7,5 %
Moc potrzeb własnych bloku	- 7,5 %	+ 7,5 %

Jeżeli znane są granice zmienności wybranych wielkości losowych to można wybrać odpowiednie rozkłady prawdopodobieństwa. W niniejszej rozprawie doktorskiej zdecydowano się zastosować rozkład normalny (Gaussa) dla zmiennych z symetrycznymi odchyłkami ujemnymi i dodatnimi. Wielkościami takimi są: nakłady inwestycyjne na budowę bloku, jego dyspozycyjność oraz moc potrzeb własnych. Rozkład ten charakteryzuje się tym, że wartość nominalna oraz wartość oczekiwana są sobie równe. Dodatkowo istnieje prawdopodobieństwo równe 99.8 %, że liczba losowa wypadnie w następującym przedziale:

$$x_{wO} - 3 \cdot \sigma \leq x \leq x_{nom} + 3 \cdot \sigma \quad (6.1)$$

Gdzie:

x_{wO} - wartość oczekiwana zmiennej losowej;

x - zmienna losowa;

σ - odchylenie standardowe.

Dla tego przyjęto, że odchylenie standardowe jest równe jednej trzeciej założonych odchyłeń danej wielkości.

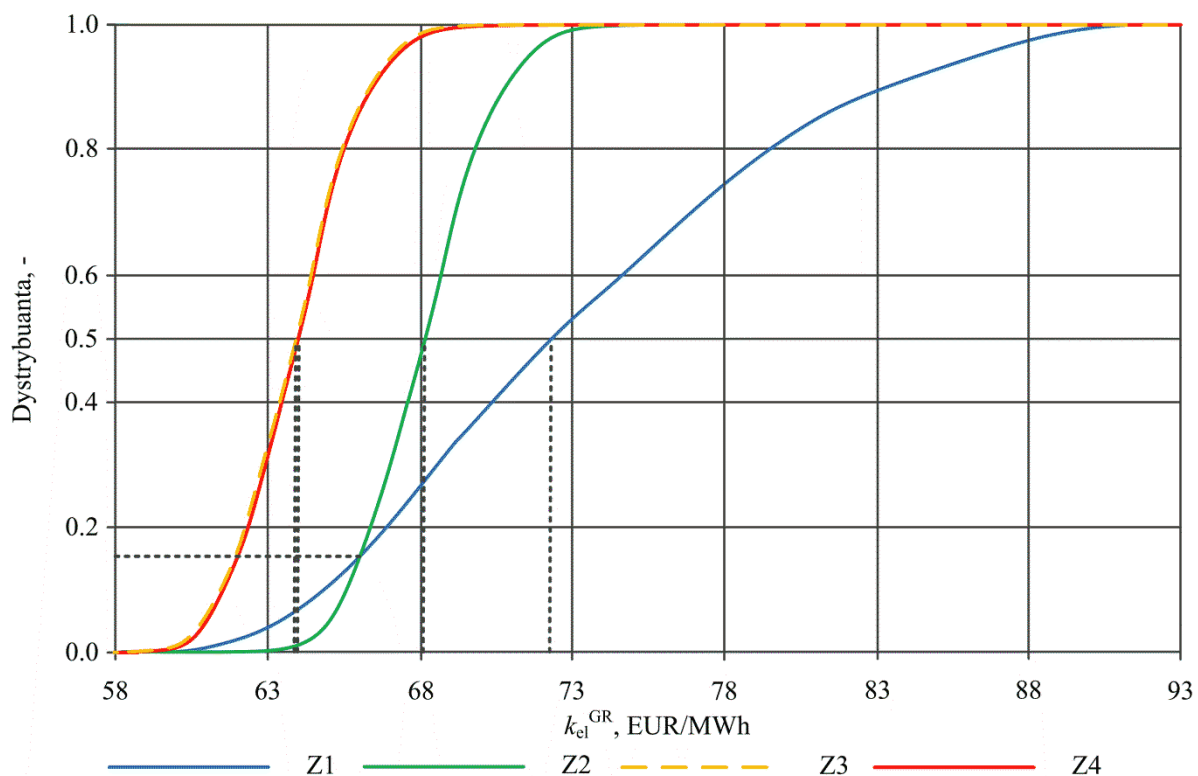
Natomiast w przypadku gdy wartości odchyłki dodatniej nie są równe co do wartości odchyłce ujemnej zastosowano trójkątny rozkład prawdopodobieństwa [101]. Wielkościami takimi są: jednostkowa cena węgla, jednostkowa cena uprawnień do emisji CO₂ oraz koszty eksploatacji i obsługi. Dla tego rozkładu prawdopodobieństwa wartość nominalna (dla maksymalnej gęstości prawdopodobieństwa) oraz wartość oczekiwana zmiennej losowej nie są sobie równe. Dodatkowo prawdopodobieństwo wylosowania wielkości większej oraz mniejszej od wartości nominalnej nie są sobie równe. Założenia oraz wyniki analizy ryzyka dla wariantu W1 bloku referencyjnego oraz bloku oxy przedstawiono w niniejszym rozdziale. Analogiczne założenia oraz wyniki dla wariantu W2 i W3 tego bloku przedstawiono odpowiednio w załączniku M. i załączniku N..

Wartości liczbowe wynikające z założonych rozkładów prawdopodobieństwa: minimalną (y_{min}), maksymalną (y_{max}), oczekiwaną (y_{wO}) oraz wartość występującą przy największej gęstości prawdopodobieństwa (wartość nominalna) ($y_{p \rightarrow max}$) dla wszystkich zmiennych losowych w wariantcie W1 bloku oxy zebrano w **Tab. 6.2.** W tabeli tej wykorzystano następujące oznaczenia: **Z1** - blok referencyjny; **Z2** - blok oxy; **Z3** - blok oxy z wykorzystaniem ciepła odpadowego do zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW; **Z4** - blok oxy z wykorzystaniem ciepła odpadowego do zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW oraz do podgrzania czynnika obiegowego w układzie ORC.

Tab. 6.2. Wartość charakterystyczne dla wielkości poddanych analizie ryzyka (Wariant W1)

Wielkość		y_{\min}	y_{\max}	y_{wo}	$y_{p \rightarrow \max}$
Z1	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	49,50	66,00	56,83	55,00
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	15,30	54,65	30,60	21,86
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	882,89	1026,07	954,48	954,48
	Dyspozycyjność, h	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	38,85	45,15	42,00	42,00
Z2	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	49,50	66,00	56,83	55,00
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	15,30	54,65	30,60	21,86
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	1204,14	1399,41	1301,78	1301,78
	Dyspozycyjność, h	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	56,49	65,65	61,07	61,07
Z3	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	49,50	66,00	56,83	55,00
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	15,30	54,65	30,60	21,86
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	1740,83	2023,12	1881,97	1881,97
	Dyspozycyjność, h	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	-73,09	-84,94	-79,02	-79,02
Z4	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	49,50	66,00	56,83	55,00
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	15,30	54,65	30,60	21,86
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	1760,06	2045,47	1902,76	1902,76
	Dyspozycyjność, h	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	-73,09	-84,94	-79,02	-79,02

Pozostałe wielkości wejściowe do algorytmu obliczeń ekonomicznych przyjęto jak w podrozdziałach 5.3.1., 5.3.2 i 5.3.3. Ostatnim krokiem jest wylosowanie 2 tysięcy różnych zestawów zmiennych losowych, podstawienie ich do algorytmu obliczeń ekonomicznych oraz obliczenie granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Dzięki otrzymanym wynikom można sporządzić wykres prawdopodobieństwa skumulowanego (dystrybuanty) wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Zależność taką dla wariantu W1 bloku referencyjnego oraz bloku oxy z oraz bez odzysku ciepła pokazano na **Rys. 6.1.** Podobnie jak w **Tab. 6.2.** zastosowano tutaj następujące oznaczenia: **Z1** - blok referencyjny; **Z2** - blok oxy; **Z3** - blok oxy z wykorzystaniem ciepła odpadowego do zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW; **Z4** - blok oxy z wykorzystaniem ciepła odpadowego do zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW oraz do podgrzania czynnika obiegowego w układzie ORC.



Rys. 6.1. Prawdopodobieństwo skumulowane (Dystrybuanta) granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej (wariant W1)

Jak można zauważyć krzywe reprezentujące dystrybuantę bloku referencyjnego (Z1) oraz bloku oxy (Z2) przecinają się ze sobą dla prawdopodobieństwa równego 14,7% oraz granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej równej 66,03 EUR/MWh. Natomiast dla wariantów W2 i W3 krzywe te przecinają się odpowiednio dla prawdopodobieństwa równego odpowiednio 23,8 % (dla $k_{el}^{GR} = 72,52$) i 17,1 % (dla $k_{el}^{GR} = 72,18$). Najbardziej opłacalną inwestycją jest blok oxy z wykorzystaniem ciepła odpadowego do zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW (Z3). Dodatkowo dzięki wynikom można wyznaczyć następujące wielkości:

- Prawdopodobieństwo uzyskania granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej równej lub niższej od ceny uzyskanej dla zdeterminowanych, nominalnych założeń:

$$(P_S^*)_l = P_S(k_{el}^{GR} \leq (k_{el}^{GR})_n) \quad (6.2)$$

Gdzie:

P_S - prawdopodobieństwo skumulowane;

$(k_{el}^{GR})_n$ - wartość nominalna granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej.

- Graniczna cenę sprzedaży energii elektrycznej jaka jest uzyskana z prawdopodobieństwem równym 50%:

$$(k_{el}^{GR})_{0,5} = k_{el}^{GR}(P_S = 0,5) \quad (6.3)$$

- Zakres zmiany granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej z prawdopodobieństwem 99,8% tj. W przedziale:

$$k_{el}^{GR}(P_S = 0,001) \leq k_{el}^{GR} \leq k_{el}^{GR}(P_S = 0,999) \quad (6.4)$$

Wielkości wyznaczone według zależności (6.2), (6.3), (6.4) oraz odchylenie standardowe z **Rys. 6.1.** dla wszystkich wariantów bloku referencyjnego oraz bloku oxy z bądź bez odzysku ciepła pokazano w **Tab. 6.3.**

Tab. 6.3. Wyniki analizy ryzyka dla trzech wariantów bloku referencyjnego oraz bloku oxy z i bez odzysku ciepła

Wariant	Wielkość	Z1	Z2	Z3	Z4
W1	$(k_{el}^{GR})_n$, EUR/MWh	65,92	66,86	62,61	62,66
	$(k_{el}^{GR})_{0,5}$, EUR/MWh	72,21	68,22	63,88	63,93
	σ , EUR/MWh	6,91	2,02	1,92	1,92
	(P_S^*) , %	14,30	26,40	26,25	26,20
	$k_{el}^{GR}(P_S = 0,1\%) \leq k_{el}^{GR} \leq k_{el}^{GR}(P_S = 99,9\%)$, EUR/MWh	59,81- 93,40	62,39- 74,42	58,75- 70,16	58,78- 70,18
W2	$(k_{el}^{GR})_n$, EUR/MWh	70,90	72,80	65,77	65,80
	$(k_{el}^{GR})_{0,5}$, EUR/MWh	76,98	74,10	66,98	67,01
	σ , EUR/MWh	6,62	2,16	2,00	2,00
	(P_S^*) , %	14,10	28,30	27,35	27,50
	$k_{el}^{GR}(P_S = 0,1\%) \leq k_{el}^{GR} \leq k_{el}^{GR}(P_S = 99,9\%)$, EUR/MWh	64,73- 97,33	67,89- 80,81	62,79- 73,45	62,81- 73,45
W3	$(k_{el}^{GR})_n$, EUR/MWh	71,66	73,01	67,84	67,86
	$(k_{el}^{GR})_{0,5}$, EUR/MWh	77,64	74,29	69,04	69,06
	σ , EUR/MWh	6,52	2,16	2,01	2,01
	(P_S^*) , %	14,10	28,65	28,15	28,25
	$k_{el}^{GR}(P_S = 0,1\%) \leq k_{el}^{GR} \leq k_{el}^{GR}(P_S = 99,9\%)$, EUR/MWh	65,51- 97,81	65,87- 78,41	63,37- 75,40	63,39- 75,42

7. Podsumowanie

A. Uwagi ogólne.

- W rozprawie doktorskiej przedstawiono analizę termodynamiczną, ekonomiczną oraz ryzyka ekonomicznego dla trzech wariantów elektrowni typu oxy. Elektrownia ta składa się z: kotła pyłowego typu oxy zasilanego węglem kamiennym, układu turbiny parowej, instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla oraz tlenowni wyposażonej w wysokotemperaturową membranę separacyjną typu four-end. Założono, że niezależnie od wariantu tej elektrowni moc elektryczna bloku brutto jest stała i wynosi 600 MW. Za moc tą uważa się moc generatora elektrycznego sprzężonego z turbiną parową. W związku z powyższym ewentualna moc elektryczna produkowana w układzie turbiny gazowej (znajdującym się w tlenowni) uwzględniana jest podczas obliczania mocy potrzeb własnych bloku (moc potrzeb własnych tlenowni może być ujemna – zatem układ ten w niektórych przypadkach nie wymaga doprowadzania energii elektrycznej z zewnątrz, tym samym generując dodatkową moc elektryczną).

- Warianty elektrowni oxy różnią się między sobą przede wszystkim parametrami pary świeżej oraz strukturami kotła pyłowego oraz układu turbiny parowej. W pierwszym wariantcie (W1) bloku oxy zastosowano nadkrytyczne parametry z jednym wtórnym przegrzewem pary (parametry pary świeżej - 650 °C/30 MPa, parametry pary wtórnie przegrzanej - 670 °C/6 MPa). W układzie turbiny parowej tego wariantu zastosowano regenerację ciepła złożoną z czterech niskoprężnych regeneracyjnych podgrzewaczy wody obiegowej, trzech wysokoprężnych regeneracyjnych podgrzewaczy wody obiegowej oraz jednego schładzacza pary upustowej. Natomiast w wariantcie drugim (W2) elektrowni oxy zastosowano ultranadkrytyczne parametry pary z jednym wtórnym przegrzewem pary (parametry pary świeżej – 700 °C/35 MPa, parametry pary wtórnie przegrzanej - 720 °C/7,5 MPa). W tym przypadku w regeneracji ciepła znajdującej się w układzie turbiny parowej dołożono piąty niskoprężny regeneracyjny podgrzewacz wody obiegowej w stosunku do wariantu W1. W ostatnim z wariantów bloku oxy (W3) zastosowano ultranadkrytyczne parametry pary z dwoma wtórnymi przegrzewaczami pary (parametry pary świeżej – 700 °C/35 MPa, parametry pary wtórnie przegrzanej - 720 °C/7,5 MPa oraz 720 °C/1,4 MPa). Podobnie jak w poprzednim wariantcie (W2) zastosowano tutaj piąty niskoprężny regeneracyjny podgrzewacz wody obiegowej. Jednakże w związku z dodaniem drugiego wtórnego przegrzewu pary w stosunku do wariantu W2 niezbędnym stało się podzielenie części średnioprężnej turbiny parowej na dwie części średnioprężne. Poza tym wprowadzono

drugi przegrzewacz pary wtórnej do kotła pyłowego (umieszczono go zaraz za pierwszym przegrzewaczem pary wtórnej).

- Analizę każdego ze wspomnianych bloków uzupełniono o wykorzystanie ciepła odpadowego. Zlokalizowano trzy następujące niezagospodarowane źródła ciepła odpadowego:

- strumień wysokotemperaturowych spalin (397-417 °C) na wlocie do osuszacza spalin;
- strumień wysokotemperaturowego gazu (250-340 °C) pozostałego po separacji tlenu z powietrza na wylocie z tlenowni;
- ciepło odprowadzone w trzech chłodnicach międzysekcyjnych sprężarki spalin.

- Pierwsze z dwóch wymienionych źródeł ciepła wykorzystano do zasilenia wymienników ciepła zastępujących wymienniki regeneracyjne (PW) w układzie turbiny parowej. Efektem takiego działania jest zmniejszenie strumienia pary w upustach z turbiny parowej zasilającej te wymienniki regeneracyjne lub całkowite zlikwidowanie tych upustów. Przez to zwiększają się strumienie pary przepływającej przez odpowiednie grupy stopni turbiny parowej, co z kolei zwiększa moc generatora elektrycznego sprzężonego z tą turbiną. Najważniejszym założeniem dla tej metody jest stałe ciepło doprowadzone do układu turbiny parowej. Natomiast ciepło odprowadzone w trzech chłodnicach międzysekcyjnych sprężarki spalin wykorzystano do zasilenia organicznego obiegu Rankine'a. W obiegu tym na czynnik roboczy wybrano etanol. Efektem tej metody jest generowanie dodatkowej mocy elektrycznej pochodzącej z generatora elektrycznego sprzężonego z turbiną czynnika organicznego.

- Punktem odniesienia dla badanych wariantów elektrowni oxy była tzw. elektrownia referencyjna o takich samych sprawnościach obiegu turbiny parowej jak w blokach oxy. Elektrownia ta składa się z: klasycznego kotła pyłowego zasilanego węglem kamiennym (w którym jako utleniacz podawane jest powietrze atmosferyczne) oraz obiegu turbiny parowej. Przyjęto, że sprawność kotła dla wariantów bloku referencyjnego wynosi 95 %, a wskaźniki potrzeb własnych bloku referencyjnego wynoszą 7,00 %, 6,75% i 6,75% odpowiednio dla wariantu W1, W2 oraz W3 tego bloku.

B. Uwagi dotyczące analizy termodynamicznej.

- Metodologia analizy termodynamicznej przedstawiona w rozprawie doktorskiej sprowadza się do wyznaczenia sprawności kotła pyłowego typu oxy, sprawności obiegu turbiny parowej oraz wskaźnika potrzeb własnych bloku energetycznego. Wartości te pozwalają na określenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto. Pokazano

również metodę wyznaczania jednostkowych emisji dwutlenku węgla oraz wyprowadzono zależności na powierzchnię membrany separacyjnej (wysokotemperaturowa membrana separacyjna) zabudowanej w module membranowym four-end. Wszystkie wymienione wielkości wyznaczono w funkcji stopnia odzysku (R) oraz sprężu sprężarki powietrza (β) w tlenowni.

- Podczas analizy termodynamicznej elektrowni referencyjnej wyznaczono sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto wynoszącą 45,90 %, 48,05 % i 48,89 % odpowiednio dla wariantu W1, W2 oraz W3 tej elektrowni. Poza tym wyznaczono jednostkową emisję CO₂ względem mocy elektrycznej netto (W1 - 786,57 kg/MWh; W2 - 749,33 kg/MWh; W3 - 736,43 kg/MWh).

- Dla elektrowni oxy (bez odzysku ciepła) sprawność kotła oraz wskaźnik potrzeb własnych bloku rosną wraz ze wzrostem R i są wyższe dla większych β . Wyprowadzono równania aproksymacyjne na obydwie wielkości w funkcji stopnia odzysku tlenu i sprężu sprężarki powietrza. Pozwalają one na określenie tych wielkości z dobrym wskaźnikiem determinacji, a tym samym na określenie sprawności bloku netto. Określono zależność pomiędzy β , a R gwarantującą uzyskanie maksymalnej sprawności netto ($\beta_{opt} = 6,0808 \cdot R^2 - 19,583 \cdot R + 32,272$ ($r^2 = 0,9651$)). Z tej zależności wynika, że w przedziale $50 \leq R \leq 99$ optymalny spręż sprężarki powietrza zmienia się w zakresie $18,8 \leq \beta \leq 24,0$. Najwyższa sprawność netto wariantu W1 bloku oxy w analizowanym obszarze występuje dla $R = 99,21$ % oraz $\beta = 19,01$. Jest ona niższa o 7,20 p.p. od analogicznej sprawności dla bloku referencyjnego. Ten spadek sprawności dla wariantu W2 ($R = 99,25$ %; $\beta = 20,09$) wynosi 7,87 p.p., a dla wariantu W3 ($R = 99,28$ %; $\beta = 20,87$) wynosi 7,63 p.p.. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto jest równa 71,86 kg/MWh, 69,22 kg/MWh i 67,40 kg/MWh odpowiednio dla wariantu W1, W2 i W3 bloku oxy. Jest ona około 11 krotnie mniejsza niż w przypadku bloku referencyjnego.

- Dla bloku oxy z wykorzystaniem ciepła odpadowego do zastąpienia regeneracyjnych podgrzewaczy wody w układzie turbiny parowej wyznaczono charakterystyki następujących wielkości termodynamicznych: przyrost energii elektrycznej obiegu turbiny parowej, moc potrzeb własnych obiegu turbiny parowej, jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto, przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto bloku oxy oraz sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto. Podobnie jak w poprzednim przypadku na podstawie charakterystyki sprawności netto bloku wyznaczono optymalne punkty pracy w badanym obszarze zmienności R i β dla trzech wariantów bloku oxy. W tym

przypadku spadek sprawności względem elektrowni referencyjnej zmniejszył się do wartości równej 4,31 p.p., 4,92 p.p. i 5,07 p.p. odpowiednio dla wariantu W1 ($R = 44,59\%$; $\beta = 15$), W2 ($R = 41,97\%$; $\beta = 15$) i W3 ($R = 70\%$; $\beta = 15$). Natomiast jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto zmalała odpowiednio o około 4,99 kg/MWh, 4,74 kg/MWh, i 3,94 kg/MWh.

- Zastosowanie organicznego obiegu Rankien'a w badanych wariantach bloku oxy powoduje przyrost sprawności netto analizowanej elektrowni oxy, który wynosi 0,25 p.p. niezależnie od wariantu bloku, wartości sprężu sprężarki powietrza i stopnia odzysku tlenu. W układzie ORC zastosowano etanol jako czynnik obiegowy, a jego ciśnienie na wlocie do turbiny dobrano maksymalizując moc netto takiego układu. W efekcie dla optymalnych punktów pracy bloku spadek sprawności netto bloku oxy zmalał do wartości 4,06 p.p., 4,67 p.p. i 4,82 p.p. odpowiednio dla wariantu W1 ($R = 44,59\%$; $\beta = 15$), W2 ($R = 41,97\%$; $\beta = 15$) i W3 ($R = 70\%$; $\beta = 15$). Natomiast jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto ponownie zmalała odpowiednio o około 0,40 kg/MWh, 0,37 kg/MWh, i 0,36 kg/MWh.

- Dodatkowo we wszystkich analizowanych wariantach bloku oxy z oraz bez odzysku ciepła sprawność wytwarzania energii elektrycznej wzrosła wraz ze zmianą parametrów nadkrytycznych pary na parametry ultranadkrytyczne (wzrost o 1,48 p.p. dla bloku bez odzysku ciepła odpadowego (wzrost o 1,54 p.p. dla bloku z odzyskiem tego ciepła). Kolejny wzrost sprawności dla tych wariantów bloku spowodowany był wprowadzeniem drugiego wtórnego przegrzewu pary (wzrost o 1,08 p.p. dla bloku bez odzysku ciepła odpadowego (wzrost o 0,69 p.p. dla bloku z odzyskiem tego ciepła). Jednakże należy zauważyć, że największe spadki sprawności netto bloku względem bloku referencyjnego ma wariant W3 bloku oxy, a najmniejsze wariant W1.

C. Uwagi dotyczące analizy ekonomicznej.

- Głównym wskaźnikiem dla wykonanej analizy ekonomicznej jest wartość zaktualizowana netto (*NPV*- Net Present Value). Dla założenia, że wartość tego wskaźnika jest równa zero wyznaczono iteracyjnie graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej (k_{el}^{GR}). Jeśli więc cena sprzedaży energii elektrycznej jest większa od granicznej ($k_{el} > k_{el}^{GR}$) to badana elektrownia jest efektywna ekonomicznie ($NPV > 0$). W celu określenia tej wielkości wymagane jest najpierw określenie rocznych przepływów pieniężnych netto. Te przepływy pieniężne zależą od takich wielkości jak nakłady inwestycyjne na budowę bloku energetycznego, podatek dochodowy, koszty operacyjne czy wartość likwidacyjna. Analizę

wykonano dla trzech wariantów bloku referencyjnego oraz bloku oxy z oraz bez odzysku ciepła odpadowego.

- Dla wariantów elektrowni referencyjnej wyznaczono jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę bloku, które wynoszą 1710,54 EUR/kW_{netto} (W1), 2123,44 EUR/kW_{netto} (W2) i 2217,74 EUR/kW_{netto} (W3). Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej jest równa 65,92 EUR/MWh, 70,90 EUR/MWh i 71,66 EUR/MWh odpowiednio dla wariantu W1, W2 i W3 tej elektrowni.

- Dla wariantów elektrowni oxy wyznaczono charakterki wielkości ekonomicznych w funkcji stopnia odzysku tlenu (R) i sprężu sprężarki powietrza (β) w tlenowni. Takimi wielkościami w przypadku bloku oxy bez odzysku ciepła są: koszt zakupu sprężarki powietrza, koszt zakupu ekspandera, koszt zakupu wysokotemperaturowej membrany separacyjnej, koszt zakupu podgrzewacza powietrza i podgrzewaczy spalin recyrkulowanych, nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni oraz nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO₂. Poza tymi wielkościami wyznaczono także nakłady inwestycyjne na budowę kotła pyłowego wraz z obiegiem turbiny parowej, która to z powodu poczynionych założeń jest wielkością stałą (niezależną od zmiany stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza). Dzięki tym wielkościom możliwe było wyznaczenie nakładów inwestycyjnych na budowę bloku. Znając te nakłady można wyznaczyć graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Najniższa wartość tej ceny granicznej dla wszystkich analizowanych wariantów bloku oxy występuje dla $R = 98,99\%$ oraz $\beta = 15$. Wynosi ona 66,86 EUR/MWh, 72,79 EUR/MWh i 73,01 EUR/MWh odpowiednio dla wariantu W1, W2 oraz W3 bloku oxy. Ta graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej jest większa od analogicznej wielkości dla bloku referencyjnego o 0,94 EUR/MWh (W1), 1,89 EUR/MWh (W2) i 1,35 EUR/MWh (W3). Wyznaczono także jednostkowe nakłady inwestycyjne w tych punktach pracy (W1 - 2415,50 EUR/kW_{netto}; W2 - 2839,03 EUR/kW_{netto}; W3 - 2891,79 EUR/kW_{netto}).

- Dla bloku oxy z wykorzystaniem ciepła odpadowego do zastąpienia regeneracyjnych podgrzewaczy wody w układzie turbiny parowej wyznaczono charakterystykę kosztu zastąpienia tych wymienników. Wielkość ta pozwoliła na wyznaczenie nakładów inwestycyjnych na budowę bloku oxy oraz granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Pierwsza z wymienionych wielkości jest nieznacznie większa niż w przypadku elektrowni oxy bez odzysku ciepła. Natomiast zmiany dotyczące granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej są ogromne. Parametry pracy przy których występuje najniższa graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej są następujące: $R = 44,59\%$ i $\beta = 15$ dla wariantu W1 bloku

oxy; $R = 41,97\%$ i $\beta = 15$ dla wariantu W2 bloku oxy; $R = 70\%$ i $\beta = 15$ dla wariantu W3 bloku oxy. Graniczna cena wyznaczona dla tych punktów jest mniejsza od analogicznej wielkości wyznaczonej dla bloku referencyjnego o 3,31 EUR/MWh, 5,13 EUR/MWh i 3,82 EUR/MWh odpowiednio dla wariantu W1, W2 oraz W3. Wyznaczono także jednostkowe nakłady inwestycyjne dla tego analizowanego przypadku (W1 - 2346,13 EUR/kW_{netto}; W2 - 2600,44 EUR/kW_{netto}; W3 - 2689,75 EUR/kW_{netto}). W związku z tym zastąpienie wymienników PW, można uznać za opłacalne ekonomicznie.

- Dla ostatniego z analizowanych przypadków elektrowni oxy (z wykorzystaniem ciepła odpadowego do zastąpienia regeneracyjnych podgrzewaczy wody oraz zasilenia układu ORC) wyznaczono charakterystykę kosztu organicznego obiegu Rankien'a. Podobnie jak wcześniej pozwoliło to na wyznaczenie nakładów inwestycyjnych na budowę bloku oxy oraz granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Parametry pracy przy minimalnej wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej są identyczne jak w poprzednim przypadku. Ta minimalna wartość jest mniejsza od analogicznej wielkości wyznaczonej dla bloku referencyjnego o 3,26 EUR/MWh, 5,10 EUR/MWh i 3,80 EUR/MWh odpowiednio dla wariantu W1, W2 oraz W3. Natomiast jednostkowe nakłady inwestycyjne wynoszą 2346,13 EUR/kW_{netto} (W1), 2600,44 EUR/kW_{netto} (W2) i W3 - 2689,75 EUR/kW_{netto} (W3). W związku z tym uznać można, że dodanie układu ORC nie jest korzystne ekonomicznie, ponieważ spowodowało ono wzrost granicznej ceny we wszystkich analizowanych wariantach bloku oxy.

- Niezależnie od analizowanego przypadku bloku oxy największy wpływ na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej ma składowa zależna od nakładów inwestycyjnych. Na drugim miejscu znajduje się składowa zależna od kosztów paliwowych. Dodatkowo zauważyć można że najbardziej opłacalnym ekonomicznie wariantem zarówno bloku oxy jak i referencyjnego jest wariant W1. Spowodowane jest to tym, że dla każdego analizowanego przypadku występują w nim najniższe jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę bloku odniesione do jego mocy netto.

D. Uwagi dotyczące analizy ryzyka.

- Analiza ryzyka ekonomicznego przeprowadzona w niniejszej rozprawie doktorskiej polega na wylosowaniu 2000 zestawów pięciu wybranych wielkości wejściowych do algorytmu obliczeń ekonomicznych. Do losowania tych wielkości wykorzystano Metodę Monte Carlo. Wielkościami tymi są: nakłady inwestycyjne na budowę bloku, jego dyspozycyjność (czas pracy), moc potrzeb własnych, jednostkowa cena węgla oraz jednostkowa cena uprawnień do emisji CO₂. Do losowania trzech pierwszych wymienionych

wielkości wykorzystano rozkład normalny (Gausa) prawdopodobieństwa. Natomiast dla pozostałych wielkości zastosowano rozkład trójkątny. Wynikiem takiej analizy jest prawdopodobieństwo skumulowane (dystrybuanta) granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Wyniki te pozwoliły określić: prawdopodobieństwo uzyskania granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej równej lub niższej od ceny uzyskanej dla nominalnych założeń ((P_s^*)), graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej jaka jest uzyskana z prawdopodobieństwem równym 50% ($(k_{el}^{GR})_{0,5}$) oraz zakres zmiany granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej z prawdopodobieństwem 99,8% tj. w przedziale $k_{el}^{GR}(P_s = 0,001) \leq k_{el}^{GR} \leq k_{el}^{GR}(P_s = 0,999)$. Analiza ta wskazała, że istnieje prawdopodobieństwo równe 14,7 % zaistnienia sytuacji w której wariant W1 bloku referencyjny będzie bardziej opłacalny od wariantu W1 bloku oxy bez odzysku ciepła odpadowego. Dla wariantów W2 i W3 prawdopodobieństwo to wynosi odpowiednio 23,8 % oraz 17,1 %. Zastosowanie zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW sprawiło, że to prawdopodobieństwo zmalało do zera dla wszystkich analizowanych wariantów. Dodatkowo wyniki analizy ryzyka wskazują, że zastosowanie układu ORC może być nieopłacalne. Jest to spowodowane nieznacznym zwiększeniem się granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla tych samych wartości prawdopodobieństwa skumulowanego względem bloku bez układu ORC.

SPIS LITERATURY

- [1] Abediea L.M., Chamorro J.M., Income risk of EU coal-fired power plants after Kyoto. *Energy Policy* 2009; 37: 5304-5316.
- [2] Adamczyk W., Kozoń P., Węcel G., Klimanek A., Białecki R., Czakiert T., Modeling oxy-fuel combustion in a 3D circulating fluidized bed using the hybrid Euler–Lagrange approach. *Applied Thermal Engineering* 2014, 71(1):266–275.
- [3] Advancing Oxycombustion Technology for Bituminous Coal Power Plants: An R&D Guide. Final Report No. DOE/NETL-2010/1405, April 2012.
- [4] Agazzani A., Massardo A.F., A tool for Thermodynamic Analysis of Optimization of Gas, Steam and Combined Plants. *Transactions of the ASME. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power* 1997;119:885-892.
- [5] Balicki A., Analiza efektywności zero – emisyjnego bloku energetycznego z tlenowym kotłem fluidalnym opalanym węglem brunatnym. Praca doktorska, maszynopis, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Pol. Śl., Gliwice 2014.
- [6] Bartela Ł., Mikosz D., Repowering a coal-fired power plant with a gas turbine to supply heat for the desorption process. *Journal of Power Technologies* 2014;94(4):329-338
- [7] Bartela Ł., Skorek-Osikowska A., Kotowicz J., Analiza ryzyka inwestycyjnego związanego z wdrożeniem technologii separacji CO₂ w nadkrytycznej elektrociepłowni węglowej. *Rynek Energii* 2014;110:90-95.
- [8] Bartela Ł., Skorek-Osikowska A., Kotowicz J., Economic analysis of a supercritical coal-fired CHP plant integrated with an absorption carbon capture installation. *Energy* 2014;64:513-523.
- [9] Bartela Ł., Skorek-Osikowska A., Kotowicz J., Thermodynamic, ecological and economic aspects of the use of the gas turbine for heat supply to the stripping process in a supercritical CHP plant integrated with a carbon capture installation. *Energy Conversion and Management* 2014;85:750-763.
- [10] Berdowska S., Skorek – Osikowska A., Thermodynamic and commercial analysis of a 600 MW oxy-fired coal unit with a membrane – cryogenic oxygen production system and co₂ capture installation. *Journal of Power Technologies* 2013,93(5):271–278.
- [11] Berdowska S., Skorek-Osikowska A., The thermodynamic analysis of CO₂ separation installation in a supercritical 600 MW coal unit. *Rynek Energii* 2013,106(3):130-134.
- [12] Bochon K., Stępczyńska K., Dykas S., Analiza technologii wychwytu CO₂ pod kątem ich zastosowania dla bloków dużej mocy. *Systems*, 2012;17:33-39.
- [13] Bredesen R., Jordal K., Bolland A., High-temperature membranes in power generation with CO₂ capture. *Chem Eng Process* 2004;43(9):1129-1158.
- [14] Buhre B., Elliott L., Sheng C., Gupta R., Wall T., Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation. *Progress in Energy and Combustion Science* 2005;31:283-307.
- [15] Castillo R., Thermodynamic analysis of a hard coal oxyfuel power plant with high temperature three-end membrane for air separation. *Applied Energy* 2011;88:1480-1493.

- [16] Castillo R., Thermodynamic evaluation of membrane based oxyfuel power plants with 700°C technology. *Energy Procedia* 2011;4:1026-1034.
- [17] Chmielniak T., Kotowicz J., Łyczko J., Parametric analysis of a dual fuel parallel coupled combined cycle. *Energy* 2001;26:1063-1074.
- [18] Chmielniak T., Łukowicz H., Wybrane zagadnienia wyznaczania linii rozprężenia w turbinach parowych. *Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej. Konferencje* 2001;21:59-68.
- [19] Chmielniak T., Rusin A., Czwiertnia K., Turbiny gazowe. Zakład Narodowy im. Ossolińskich. Wydaw. PAN, Wrocław 2001.
- [20] Chmielniak T., Turbiny Ciepłne - Podstawy teoretyczne. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1998.
- [21] Cost and Performance for Low-Rank Pulverized Coal Oxycombustion Energy Plants. Final report No. DOE/NETL-401/093010, September 2010.
- [22] Croiset E., Thambimuthu K.V., NO_x and SO₂ emissions from O₂/CO₂ recycle coal combustion. *Fuel*, 2001;80(14):2117-2121.
- [23] Czakiert T., Nowak W., Spalanie tlenowe w układach z kotłami PC, CFB i PCFB, *Energetyka* 2013, 713(11):787-790.
- [24] Daarde A., Prabhakar R., Trainier J-P., Perrin N., Air separation and flue gas compression and purification units for oxy-coal combustion systems. *Energy Procedia* 2009;1:527-534.
- [25] Davison J., Performance and costs of power plants with capture and storage of CO₂. *Energy* 2007;32:1163-1176.
- [26] Decyzja parlamentu europejskiego i rady dotycząca ustanowienia i funkcjonowania rezerwy zapewniającej stabilność rynku dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE COM/2014/020 wersja ostateczna.
- [27] Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych z późniejszymi zmianami.
- [28] Di Lorenzo G., Pilidis P., Witton J., Probert D., Monte-Carlo simulation of investment integrity and value for power-plants with carbon-capture. *Applied Energy* 2012; 98: 467-478.
- [29] Dryjańska A., Analiza sprawności elektrowni na parametry nadkrytyczne z cyrkulacyjnym kotłem fluidalnym typu oxy. *Rynek Energii* 2014;104:11-15.
- [30] Dyrektywa 2004/101/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 października 2004 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, z uwzględnieniem mechanizmów projektowych Protokołu z Kioto.
- [31] 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 uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE
- [32] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/42/WE z dnia 27 czerwca 2001 r. w sprawie oceny wpływu niektórych planów i programów na środowisko.

- [33] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/81/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza z późniejszymi zmianami.
- [34] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/35/WE z dnia 26 maja 2003 r. przewidująca udział społeczeństwa w odniesieniu do sporządzania niektórych planów i programów w zakresie środowiska oraz zmieniająca w odniesieniu do udziału społeczeństwa i dostępu do wymiaru sprawiedliwości dyrektywy Rady 85/337/EWG i 96/61/WE z późniejszymi zmianami.
- [35] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/4/WE z dnia 28 stycznia 2003 r. w sprawie publicznego dostępu do informacji dotyczących środowiska i uchylająca dyrektywę Rady 90/313/EWG z późniejszymi zmianami.
- [36] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE z późniejszymi zmianami.
- [37] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/35/WE z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu z późniejszymi zmianami.
- [38] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/101/WE z dnia 19 listopada 2008 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu uwzględnienia działalności lotniczej w systemie handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie.
- [39] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/21/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie zgodności z wymaganiami dotyczącymi państwa bandery.
- [40] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE z późniejszymi zmianami.
- [41] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
- [42] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 z późniejszymi zmianami.
- [43] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).
- [44] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko z późniejszymi zmianami.
- [45] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko Tekst mający znaczenie dla EOG.

- [46] Dyrektywa Rady 85/337/EWG z dnia 27 czerwca 1985 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko naturalne z późniejszymi zmianami.
- [47] Dyrektywa Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory z późniejszymi zmianami.
- [48] Dyrektywa Rady 96/61/WE z dnia 24 września 1996 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli z późniejszymi zmianami.
- [49] Engels S., Beggel F., Modigell M., Stadler H., Simulation of a membrane unit for oxyfuel power plant under consideration of realistic BSCF membrane properties. *Journal of Membrane Science* 2010;359:93-101.
- [50] EURACOAL Market Report 1/2015. EURACOAL European Association for Coal and Lignite, April 2015.
- [51] Gromada M., Świder J., Trawczyński J., Stępień M., Wierzbicki M., Application of solid state fabricated perovskite-like materials fabricated by solid state method for manufacturing of membranes separating oxygen from air. *CERAMIC MATERIALS* 2012, 64(1): 42-47.
- [52] Hanak D., Biliyok C., Yeung H., Białecki R., Heat integration and exergy analysis for a supercritical high-ash coal-fired power plant integrated with a post-combustion carbon capture process. *Fuel* 2014;134:126-139.
- [53] Ito W., Nagai T., Sakon T., Oxygen separation from compressed air using a mixed conducting perovskite-type oxide membrane. *Solid State Ionics* 2007;178:809-816.
- [54] Janusz-Szymańska K., Badania membran polimerowych celem wykorzystania ich do wzbogacania powietrza w tlen do celów energetycznych. *Rynek Energii* 2013;108:86-90.
- [55] Janusz-Szymańska K., Dryjańska A., Possibilities for improving the thermodynamic and economic characteristics of an oxy-type power plant with a cryogenic air separation unit. *Energy*, 2015, 10.1016/j.energy.2015.03.049.
- [56] Janusz-Szymańska K., Efektywność ekonomiczna układu gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla oraz instalacja CCS. *Rynek Energii* 2012;102(5):24-30.
- [57] Janusz-Szymańska K., Kotowicz J., Analiza procesu membranowej separacji CO₂ w supernadkrytycznym bloku węglowym. *Rynek Energii* 2011;94(3):53-56.
- [58] Kather A., Gunter S., The oxycoal process with cryogenic oxygen supply. *Naturwissenschaften* 2009;96(9):1-18.
- [59] Kochaniewicz A., Wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin kotłów bloków węglowych w celu zwiększenia sprawności wytwarzania energii elektrycznej. Praca doktorska, maszynopis, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Pol. Śl., Gliwice 2013.
- [60] Komunikat komisji do parlamentu europejskiego, rady, europejskiego komitetu ekonomiczno-społecznego i komitetu regionów: Odnowiona strategia UE na lata 2011-2014 dotycząca społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw COM/2011/0681 wersja ostateczna.
- [61] Kotowicz J., Łukowicz H., Bartela Ł., Michalski S., Validation of a program for supercritical power plant calculations. *Archives of thermodynamic* 2011, 32(4):81-89.
- [62] Kotowicz J., Opracowanie wewnętrzne IMiUE dla realizacji projektu: Opracowanie technologii spalania tlenowego w kotłach pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂. Gliwice 2012.

- [63] Kotowicz J., Balicki A., Enhancing the overall efficiency of a lignite-fired oxyfuel power plant with CFB boiler and membrane-based air separation unit. *Energy Conversion and Management* 2014;80C:20-31.
- [64] Kotowicz J., Balicki A., Michalski S., Thermodynamic evaluation of supercritical oxy-type power plant with high-temperature three-end membrane for air separation. *Archives of Thermodynamics* 2014, Vol. 35(3):105-116.
- [65] Kotowicz J., Balicki A., Węcel D., Ogulewicz W., Analiza efektywności ekonomicznej nadkrytycznej elektrowni oxy z kotłem CFB i instalacją separacji powietrza z membraną wysokotemperaturową. *Zarządzanie energią i teleinformatyka ZET 2015 - Materiały i studia. KAPRINT 2015 s. 75 - 86.*
- [66] Kotowicz J., Bartela Ł., The influence of economic parameters on the optimal values of the design variables of a combined cycle plant. *Energy* 2010;35:911-919.
- [67] Kotowicz J., Bartela Ł., The influence of the legal and economical environment and the profile of activities on the optimal design features of a natural-gas-fired combined heat and power plant. *Energy* 2011, 36:328-338.
- [68] Kotowicz J., Chmielniak T., Janusz-Szymańska K., The influence of membrane CO₂ separation on the efficiency of a coal-fired power plant. *Energy* 2010;35:841-850.
- [69] Kotowicz J., Dryjańska A., Supercritical power plant 600 MW with cryogenic oxygen plant and CCS installation. *Archives of Thermodynamics* 2013,34(3):.
- [70] Kotowicz J., *Elektrownie gazowo-parowe. Wydawnictwo KAPRINT, Lublin 2008.*
- [71] Kotowicz J., Iluk T., Układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem. *Rynek Energii* 2008;76(3): 34-40.
- [72] Kotowicz J., Janusz K., Sposoby redukcji emisji CO₂ z procesów energetycznych. *Rynek Energii* 2007; 68(1), 2007:10-18.
- [73] Kotowicz J., Janusz-Szymańska K., The influence of CO₂ membrane separation on the operating characteristics of a coal-fired power plant. *Chemical and Process Engineering* 2010;34:681-697.
- [74] Kotowicz J., Janusz-Szymańska K., Wpływ systemu separacji CO₂ na efektywność elektrowni węglowej na parametry nadkrytyczne. *Rynek Energii* 2011;93(2):8-12.
- [75] Kotowicz J., Łukowicz P., Influence of chosen parameters on economic effectiveness of a supercritical combined heat and power plant. *Journal of Power Technologies* 2013;93(5):323-329.
- [76] Kotowicz J., Michalski S., Efficiency analysis of a hard-coal-fired supercritical power plant with a four-end high-temperature membrane for air separation. *Energy* 2014;64:109-119.
- [77] Kotowicz J., Michalski S., Influence of four-end HTM parameters on the thermodynamic and economic characteristics of a supercritical power plant. *Energy* 2015;81:662-673
- [78] Kotowicz J., Michalski S., Wpływ stopnia odzysku tlenu w tlenowni z zastosowaną jonową membraną separacyjną na efektywność ekonomiczną bloku oxy, *Rynek Energii* 2013;109:107-114.
- [79] Kotowicz J., Skorek-Osikowska A., Bartela Ł., Economic and environmental evaluation of selected advanced power generation technologies. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A, Journal of Power and Energy* 2011;225:221-232.

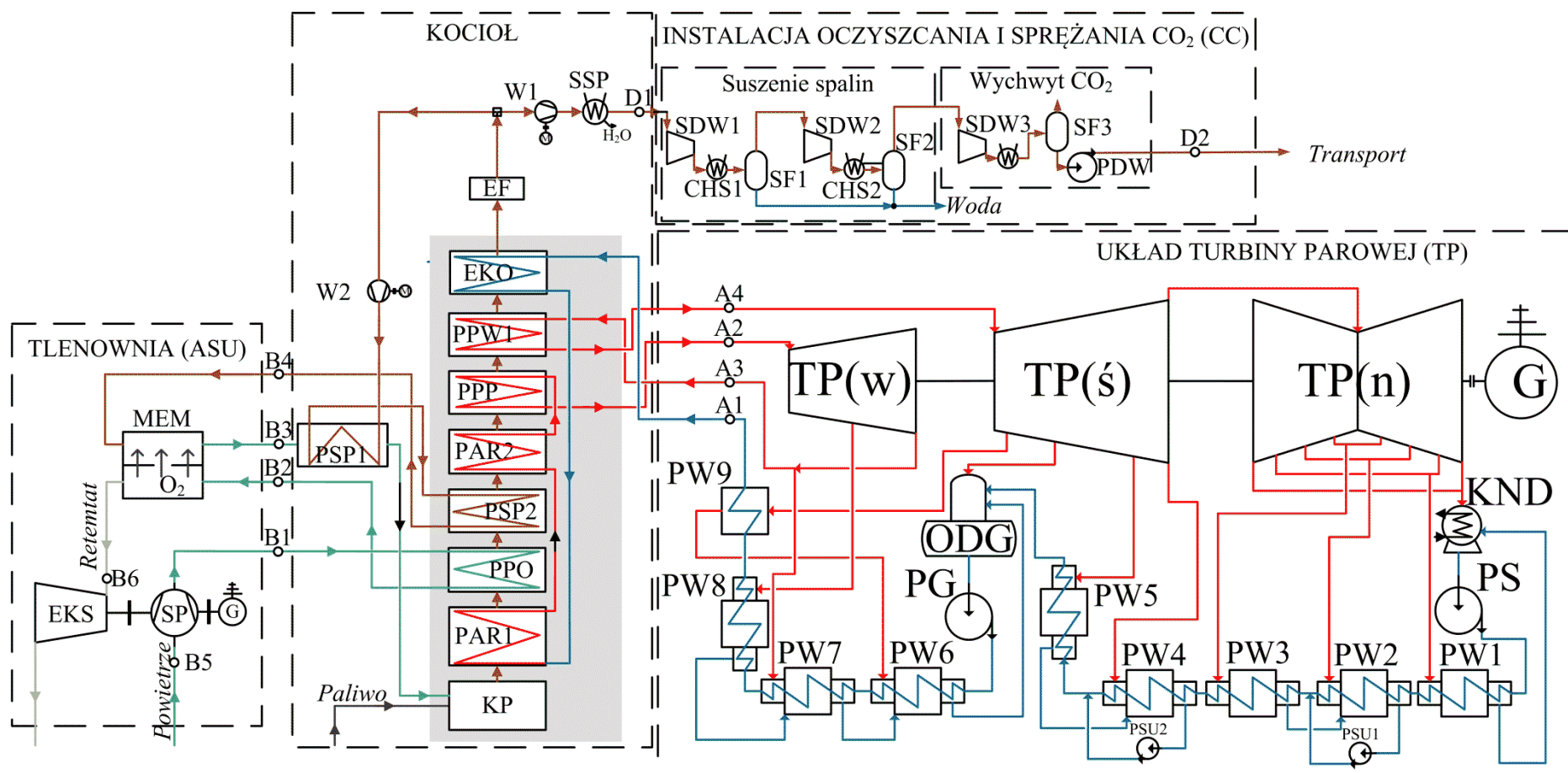
- [80] Kotowicz J., Skorek-Osikowska A., Janusz - Szymańska K., Membrane separation of carbon dioxide in the integrated gasification combined cycle systems. *Archives of Thermodynamics* 2010;31(3):145-164.
- [81] Kotowicz J., Sobolewski A., Iluk T., Energetic analysis of a system integrated with biomass gasification. *Energy* 2013, 52, 265-278.
- [82] Krzywanski J., Czakiert T., Muskala W., Sekret R., Nowak W., Modeling of solid fuel combustion in oxygen-enriched atmosphere in circulating fluidized bed boiler: Part 2. Numerical simulations of heat transfer and gaseous pollutant emissions associated with coal combustion in O₂/CO₂ and O₂/N₂ atmospheres enriched with oxygen under circulating fluidized bed conditions. *Fuel Processing Technology* 2010;91(3):364-368.
- [83] Liszka M, Ziębik A., Coal-fired oxy-fuel power unit - Process and system analysis. *Energy* 2010;35:943-951.
- [84] Łukowicz H., Dykas S., Rulik S., Stępczyńska K, Thermodynamic and economic analysis of a 900 MW ultra-supercritical power unit. *Archiwum Termodynamiki*, 2011;32(3):231-244.
- [85] Łukowicz H., Zadania analizy w obliczeniach przepływowych turbin parowych w zastosowaniu dla diagnostyki i projektowania. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2005.
- [86] Marco G., Vellini M., Oxygen transport membranes for ultra-supercritical (USC) power plants with very low CO₂ emissions. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power* 2012; 134(8): 081801-01-081801-10.
- [87] Maszyny i urządzenia energetyczne węglowych bloków na wysokie parametry pary., Chmielniak T. (red.), Rusin A. (red.), Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2015.
- [88] McLeish DL.. Monte carlo simulation and finance. Hoboken: John Wiley & Sons Inc; 2005.
- [89] Michalski S., Analiza termodynamiczna i ekonomiczna nadkrytycznej elektrowni na węgiel kamienny z jonową membraną do separacji powietrza. *Rynek Energii* 2013;105:54-60.
- [90] Mikielwicz D., Mikielwicz J., A thermodynamic criterion for selection of working fluid for subcritical and supercritical domestic micro CHP. *Applied Thermal Engineering* 2010;30(16):2357-2362.
- [91] Mikielwicz J., Utilisation of bleed steam from power plant to increase saturation temperature in organic Rankine cycle. *Transactions of the Institute of Fluid-flow Machinery*, 2014;126:21-32.
- [92] Modelowanie i optymalizacja węglowych bloków energetycznych z wychwytem CO₂., Chmielniak T. (red.), Łukowicz H. (red.), Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2015.
- [93] Mroncz M., Metodyka doboru turbin parowych dla bloków energetycznych mających spełniać wymagania separacji CO₂. Praca doktorska, maszynopis, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Pol. Śl., Gliwice 2014.
- [94] Neveu R., *Fundamentals of Managerial Finance*. Mason Cengage Learning, Inc; 1989.

- [95] Nowak G., Rusin A., Shape and operation optimisation of a supercritical steam turbine rotor. *Energy Conversion and Management* 2013, 74:417–425.
- [96] Pfaff I, Kather A., Comparative thermodynamic analysis and integration issues of CCS steam power plant based on oxy-combustion with cryogenic or membrane based air separation. *Energy Procedia* 2009;1:495-502.
- [97] Pipitone G., Bolland O., Power generation with CO₂ capture: technology for CO₂ purification. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 2009;3:528-534.
- [98] Pismo przewodnie: Rada Europejska (23 i 24 października 2014 r.) - Konkluzje, Bruksela, 24 października 2014 r.
- [99] Program Rozwoju Technologii Województwa Śląskiego na lata 2010 - 2020. Zarząd Województwa Śląskiego, Katowice 2011.
- [100] Quoilin S., Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems Renewable and Sustainable. *Energy Reviews* 2013;22:168–186.
- [101] Rezaie K., Amalnik M.S., Gereie A, Ostadi B., Shakhsheniaee M., Using extendet Monte Carlo simulation method for the improvement of risk management: Consideration of relationships between uncertainties. *Applied Mathematics and Computation* 2007;190:1492-1501.
- [102] Sierpińska M., Jachna T., Ocena przedsiębiorstwa według standardów światowych. Wydawnictwo naukowe PWN, Warszawa 1999.
- [103] Skorek-Osikowska A, Bartela Ł, Kotowicz J, Sobolewski A, Iluk T. Remiorz L., The influence of the size of the CHP system integrated with a biomass fuelled gas generator and piston engine on the thermodynamic and economic effectiveness of electricity and heat generation. *Energy* 2014, 67, 328-340.
- [104] Skorek-Osikowska A, Kotowicz J, Janusz-Szymańska K., Comparsion of the energy intensivity of the selected CO₂-capture methods applied in the ultra-supercritical coal power plants. *Energy and Fuels* 2012;26(11):6509-6517.
- [105] Skorek-Osikowska A., Bartela Ł., Kotowicz J., Job M., Thermodynamic and economic analysis of the different variants of a coal-fired, 460 MW power plant using oxy-combustion technology. *Energy Conversion and management* 2013;76:109-120.
- [106] Skorek-Osikowska A., Janusz-Szymańska K., Kotowicz J., Modeling and analysis of selected carbon dioxide capture methods in IGCC systems. *Energy* 2012;45(1):92–100.
- [107] Sobolewski A., Kotowicz J., Iluk T., Matuszek K., Badania eksperymentalne zgazowania biomasy pod kątem wykorzystania gazu procesowego w układzie kogeneracji 2010;89(6):794-798.
- [108] Spalanie tlenowe dla kotłowykowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂: Kinytyka i mechanizm spalania tlenowego oraz wychwytu CO₂. Nowak W. (red.), Rybak W. (red.), Czakiert T. (red.), Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2013.
- [109] Spalanie tlenowe dla kotłowykowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂. Nowak W. (red.), Czakiert T. (red.), Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2012.
- [110] Stadler H, Beggel F, Habermehl M, Persigehl B, Kneer R, Modigell M, Jeschke P., Oxyfuel coal combustion by efficient integration of oxygen transport membranes. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 2011;5:7-15.

- [111] Statystyka elektroenergetyki polskiej, Agencja Rynku Energii, Warszawa 2013, ISSN 1232-2415.
- [112] Stein-Brzozowska G., Flórez D.M., Maier J., Scheffknecht G., Nickel-base superalloys for ultra-supercritical coal-fired power plants: Fireside corrosion. Laboratory studies and power plant exposures. *Fuel* 2013;108:521-533.
- [113] Stępczyńska-Drygas K., Analiza termodynamiczna i ekonomiczna bloku węglowego na parametry ultra-nadkrytyczne z turbiną pomocniczą. Praca doktorska, maszynopis, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Pol. Śl., Gliwice 2014.
- [114] Stępczyńska-Drygas K., Łukowicz H., Dykas S., Calculation of an advanced ultra-supercritical power unit with CO₂ capture installation. *Energy Conversion and Management* 2013;74:201-208.
- [115] Strona internetowa Callide Oxyfuel Project, <http://www.callideoxyfuel.com>
- [116] Strona internetowa CEZ Polska: <http://www.cezpolska.pl> (Dostęp 10.10.2014)
- [117] Strona internetowa CIRE - Rynek energii elektrycznej: <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/> (Dostęp 10.10.2014)
- [118] Strona internetowa EDF Polska: <http://polska.edf.com> (Dostęp 10.10.2014)
- [119] Strona internetowa Enea Wytwarzanie S.A., <http://www.elko.com.pl> (Dostęp 10.10.2014)
- [120] Strona internetowa ENERGETYKON - Encyklopedia- Elektrownie - Elektrownia Blachownia: <http://energetykon.pl/Elektrownia.Blachownia,933.html> (Dostęp 10.10.2014)
- [121] Strona internetowa ENERGETYKON - Encyklopedia- Elektrownie - Elektrownia Jaworzno: <http://energetykon.pl/Elektrownia.Jaworzno,888.html> (Dostęp 10.10.2014)
- [122] Strona internetowa ENERGETYKON - Encyklopedia- Elektrownie - Elektrownia Siersza: <http://energetykon.pl/Elektrownia.Siersza,940.html> (Dostęp 10.10.2014)
- [123] Strona internetowa ENERGETYKON - Encyklopedia- Elektrownie - Elektrownia Stalowa Wola: <http://energetykon.pl/Elektrownia.Stalowa.Wola,932.html> (Dostęp 10.10.2014)
- [124] Strona internetowa ENERGETYKON - Encyklopedia- Elektrownie - Elektrownia Adamów: <http://energetykon.pl/Elektrownia.Adamow,918.html> (Dostęp 10.10.2014)
- [125] Strona internetowa ENERGETYKON - Encyklopedia- Elektrownie - Zespół Elektrowni Ostrołęka: <http://energetykon.pl/Zespol.Elektrowni.Ostroleka,944.html> (Dostęp 10.10.2014)
- [126] Strona internetowa EUROSTAT - <http://ec.europa.eu/eurostat>
- [127] Strona internetowa Grupy GDF SUEZ, <http://www.gdfsuez-energia.pl>
- [128] Strona internetowa PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Elektrownia Bełchatów, <http://www.elbelchatow.pgegiel.pl/>
- [129] Strona internetowa PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Elektrownia Opole, <http://www.elopole.pgegiel.pl/>
- [130] Strona internetowa PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Elektrownia Turów, <http://www.elturow.pgegiel.pl/>
- [131] Strona internetowa PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Zespół Elektrowni Dolna Odra, <http://www.zedolnaodra.pgegiel.pl/>
- [132] Strona internetowa TAURON Wytwarzanie S.A., <http://www.tauron-wytwarzanie.pl>.

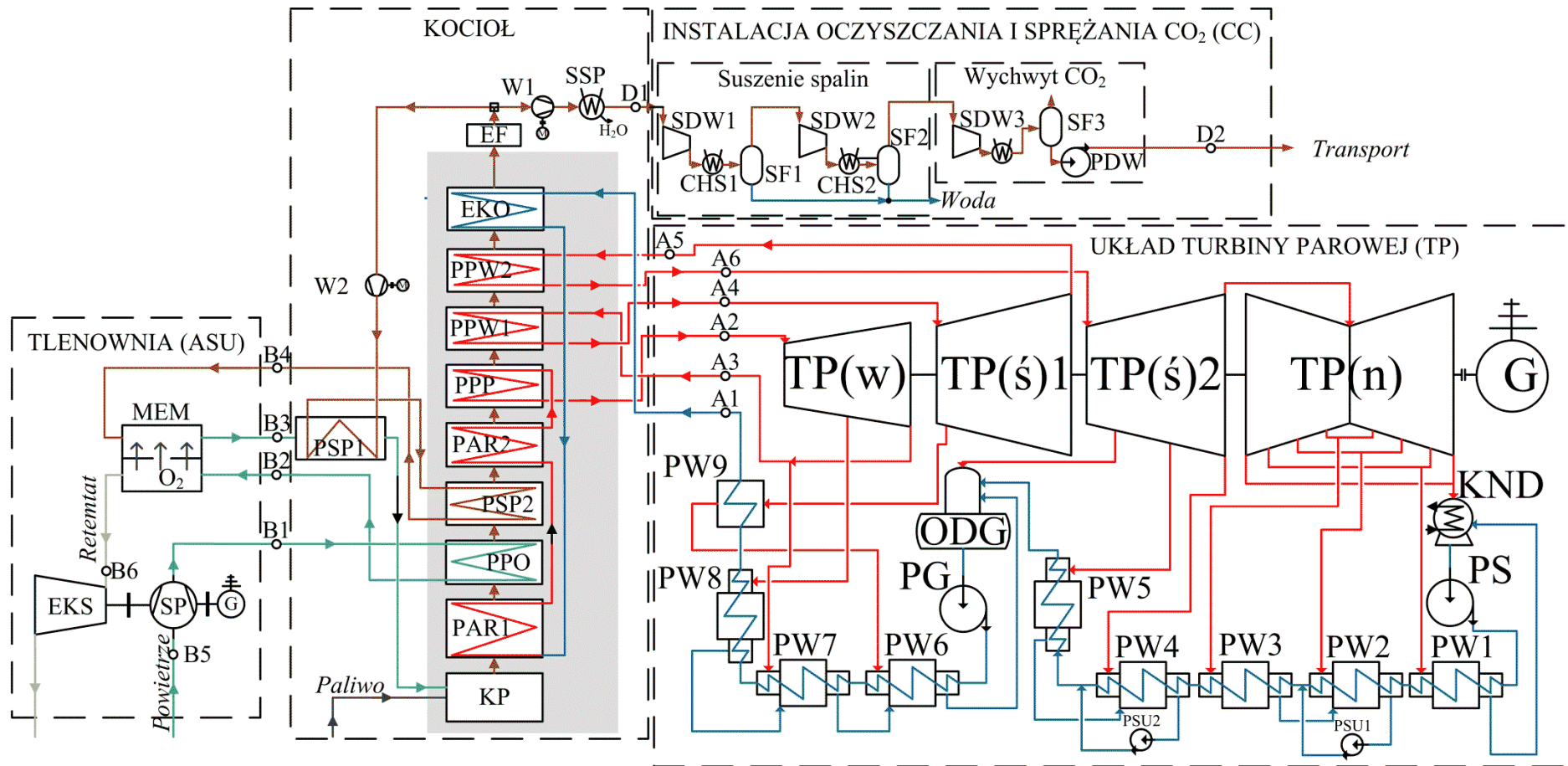
- [133] Strona internetowa Zespołu Elektrowni Pątnów - Adamów - Konin SA ze PAK SA, <http://zepak.com.pl>
- [134] Suresh M.V.J.J., Reddy K.S., Kolar A.K., ANN-GA based optimization of a high ash coal-fired supercritical power plant. *Applied Energy* 2011;88:4867-4873.
- [135] Sytuacja w Elektroenergetyce, Kwartalnik IX 2013, Warszawa 2013, ISSN 1232-2032.
- [136] Toftegaard M., Brix J., Jensen P., Glarborg P., Jensen A., Oxy-fuel combustion of solid fuels. *Progress in Energy and Combustion Science* 2010;36:581-625.
- [137] Wanga L., Yang Y., Dong C., Morosuk T., Tsatsaronis G., Parametric optimization of supercritical coal-fired power plants by MINLP and differential evolution. *Energy Conversion and Management* 2014;85:828-838.
- [138] Wspomaganie planowania gospodarki remontowej oparte na analizie niezawodności i ryzyka technicznego., Rusin A. (red.), Wojacek A. (red.), Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2015.
- [139] Wybrane aspekty eksploatacji i diagnostyki bloków energetycznych nowych generacji., Rusin A. (red.), Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2015.
- [140] Xu G., Xu C., Yang Y., Fang Y., Zhou L., Zhang K., Novel partial-subsidence tower-type boiler design in an ultra-supercritical power plant. *Applied Energy* 2014;134:363-373.
- [141] Yantovski E., Gorski J., Smyth B., ten Elshof J., Zero-emission fuel-fired power plants with ion transport membrane. *Energy* 2004;29:2077-2088.
- [142] Ye S., Tiong RL., NPV-at-risk method in infrastructure project investment evaluation. *J Constr Eng Manage* 2000;126:227-233.
- [143] Yeo W.H., Fry A.T., Ramesh S., Mohan R., Liew H.L., Inayat-Hussain J.I., Purbolaksono J., Simulating the implications of oxide scale formations in austenitic steels of ultra-supercritical fossil power plants. *Engineering Failure Analysis* 2014;42:390-401.
- [144] Yea W.H., Fryb A.T., Purbolaksonoa J., Ramesha S., Inayat-Hussainc J.I., Liewa H.L., Hamdi M., Oxide scale growth and presumed exfoliation in a 700°C or higher steam condition: a simulation study for future operations of ultra-supercritical power plants. *J. of Supercritical Fluids* 2014;92:215-222.
- [145] Ziębik A., Gładysz P., Analysis of cumulative energy consumption in an oxy-fuel combustion power plant integrated with a CO₂ processing unit. *Energy Conversion and Management* 2014; 87: 1305-1314.
- [146] Ziębik A., Gładysz P., Thermoecological analysis of an oxy-fuel combustion power plant integrated with a CO₂ processing unit. *Energy* 2015; doi:10.1016/j.energy.2015.02.113.
- [147] Ziółkowski, P., Mikielwicz, D., Mikielwicz, J., Increase of power and efficiency of the 900 MW supercritical power plant through incorporation of the ORC. *Archives of Thermodynamics*, 2013;34(4):57-71.

Załącznik A. Szczegółowy schemat wariantu W2 analizowanej elektrowni typu oxy



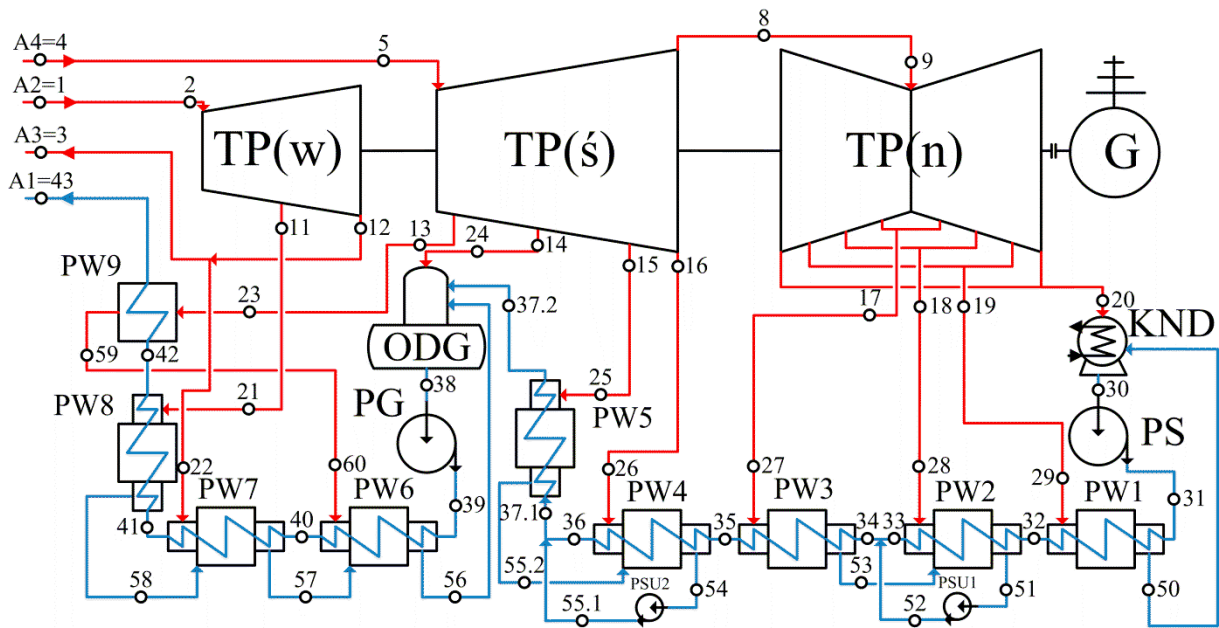
Rys. A.1. Szczegółowy schemat wariantu W2 elektrowni typu oxy

Załącznik B. Szczegółowy schemat wariantu W3 analizowanej elektrowni typu oxy



Rys. B.1. Szczegółowy schemat wariantu W3 elektrowni typu oxy

Załącznik C. Schemat, założenia oraz wyniki zamodelowania wariantu W2 obiegu turbiny parowej.



Rys. C.1. Schemat wariantu W2 układu turbiny parowej

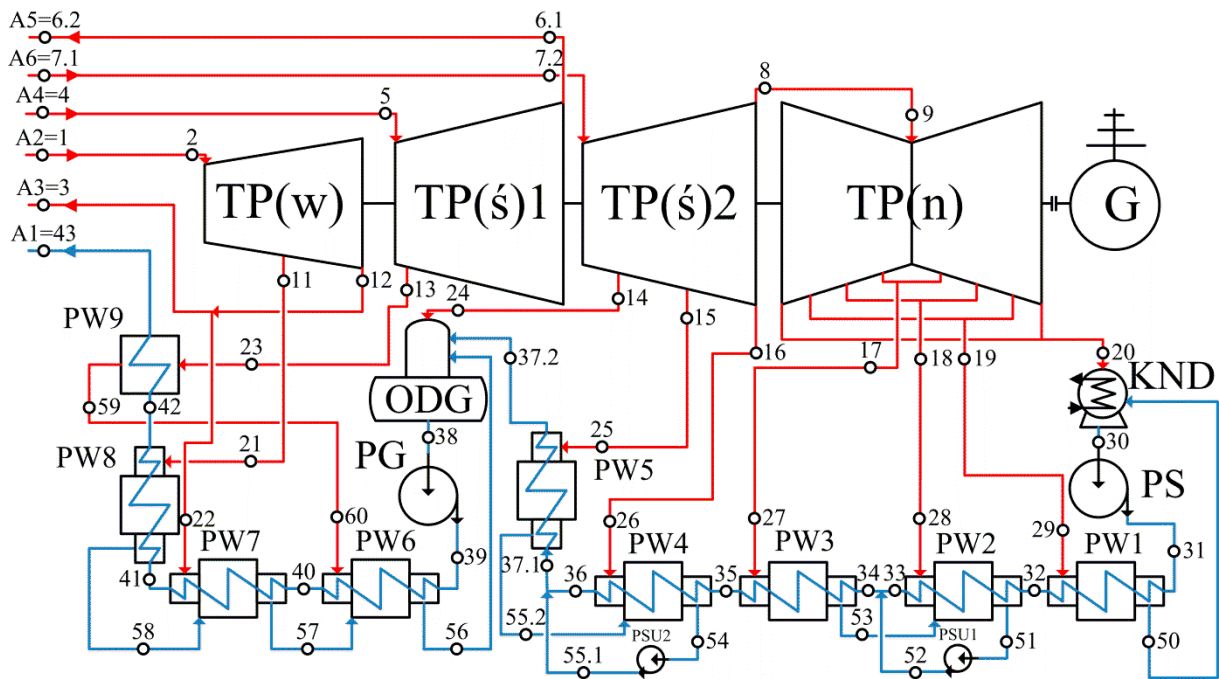
Tab. C.1. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantu W2 układu turbiny parowej

Wielkość, jednostka	Wielkość
Temperatura/ciśnienie pary świeżej na wyjściu z kotła, °C/MPa	704,9/36,1
Temperatura/ciśnienie pary świeżej przed turbiną, °C/MPa	700/36
Temperatura pary wtórnie przegrzanej na wyjściu z kotła (Pierwszy wtórny przegrzew), °C	722,4
Temperatura pary wtórnie przegrzanej na wyjściu z kotła (Drugi wtórny przegrzew), °C	-
Temperatura/ciśnienie pary wtórnie przegrzanej na wejściu do turbiny (Pierwszy wtórny przegrzew), °C/MPa	720/7,5
Temperatura wody zasilającej kocioł, °C	330
Ciśnienie w odgazowywaczu (ODG), MPa	1,2
Ciśnienie w kondensatorze (KND), MPa	0,004
Ciśnienie za pompą skroplin (PS), MPa	1,6
Sprawność wewnętrzna grup stopni części wysokoprężnej turbiny (TP(w)), %	90
Sprawność wewnętrzna grup stopni części średnioprężnej turbiny (TP(ś)), %	93
Sprawność wewnętrzna grup stopni części niskoprężnej turbiny (TP(n)), %	86
Sprawność wewnętrzna ostatniej grupy stopni części WP turbiny, %	81
Sprawność generatora, %	99
Straty mechaniczne turbiny, MW	6
Sprawność wewnętrzna pomp, %	85
Sprawność cieplna wymienników regeneracyjnych, schładzacza pary i odgazowywacza, %	99,5
Względne straty ciśnienia w rurociągach pary do wymienników regeneracyjnych (PW1-5 oraz PW6-8) odgazowywacza (ODG) oraz schładzacza pary (PW9), %	2
Względna strata ciśnienia w rurociągu pary od schładzacza pary (PW9) do wymiennika regeneracyjnego PW6, %	1
Względne straty ciśnienia w wymiennikach regeneracyjnych niskoprężnych po stronie wody zasilającej, %	6
Względne straty ciśnienia w wymiennikach regeneracyjnych wysokoprężnych po stronie wody zasilającej, %	0,5
Względna strata ciśnienia w schładzacz pary po stronie wody zasilającej, %	0,5
Względna strata ciśnienia czynnika obiegowego w kotle, %	11
Względna strata ciśnienia pary w przegrzewaczu wtórnym, %	3
Starta ciśnienia w rurociągach pary świeżej, MPa	1,1
Względna starta ciśnienia w rurociągach pary wtórnie przegrzanej, %	2,4
Względna strata ciśnienia w przelotni między częścią średnioprężną i niskoprężną turbiny, %	0,5
Moc elektryczna bloku brutto, MW	600
Różnica między temperaturą nasycenia dla pary upustowej a temperaturą kondensatu na wylocie z wymienników regeneracyjnych, K	3
Spiętrzenie temperatur na zimnym końcu wymienników regeneracyjnych, K	10
Przyrost temperatury wody w wymiennikach regeneracji niskoprężnej (PW1-4), K	30
Przyrost temperatury wody w wymienniku regeneracji niskoprężnej PW5, K	20
Przyrost temperatury wody w wymienniku regeneracji wysokoprężnej PW6, K	40
Temperatury wody na wylocie z wymiennika regeneracji wysokoprężnej PW8, °C	325

Tab. C.2. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W2 obiegu turbiny parowej

Punkt	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg	Punkt	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg
1	395,7	36100,0	704,9	3719,3	31	240,0	1600,0	29,1	123,3
2	395,7	35000,0	700,0	3711,9	32	240,0	1504,0	59,1	248,5
3	320,6	7922,1	442,3	3254,3	33	240,0	1413,8	89,1	374,1
4	320,6	7684,4	722,4	3938,1	34	265,4	1413,8	87,2	366,1
5	320,6	7500,0	720,0	3933,4	35	265,4	1328,9	117,2	492,6
8	265,4	494,5	299,8	3064,2	36	265,4	1249,2	147,7	622,7
9	265,4	492,0	299,7	3064,2	37.1	288,6	1249,2	146,0	615,7
11	33,2	12785,5	516,7	3385,3	37.2	288,6	1249,2	166,0	702,2
12	362,5	8034,6	442,9	3254,3	38	395,7	1200,0	188,0	798,5
13	24,0	3371,3	576,3	3625,7	39	395,7	41383,3	195,7	852,3
14	8,0	1224,5	418,3	3300,0	40	395,7	41176,4	235,7	1026,8
15	10,0	789,6	359,9	3183,2	41	395,7	40970,5	290,9	1281,0
16	13,2	494,5	299,8	3064,2	42	395,7	40765,6	325,0	1451,5
17	13,6	203,8	207,3	2885,2	43	395,7	40561,8	330,0	1477,9
18	11,8	77,4	121,6	2722,1	50	12,7	21,9	39,1	163,6
19	12,7	22,4	0,973	2550,5	51	25,4	75,9	69,1	289,1
20	227,3	4,0	0,920	2359,3	52	25,4	1600,0	69,2	291,0
21	33,2	12529,8	515,6	3385,3	53	13,6	199,7	97,2	407,2
22	41,9	7873,9	442,0	3254,3	54	23,2	484,6	127,2	534,5
23	24,0	3303,9	576,0	3625,7	55.1	23,2	1600,0	127,3	535,9
24	8,0	1200,0	418,1	3300,0	55.2	10,0	773,8	156,0	658,5
25	10,0	773,8	359,8	3183,2	56	99,2	3270,8	205,7	878,7
26	13,2	484,6	299,6	3064,2	57	75,2	7873,9	245,7	1065,1
27	13,6	199,7	207,2	2885,2	58	33,2	12529,8	300,9	1345,4
28	11,8	75,9	121,5	2722,1	59	24,0	3303,9	383,1	3187,3
29	12,7	21,9	0,974	2550,5	60	24,0	3270,8	382,8	3187,3
30	240,0	4,0	29,0	121,4					

Załącznik D. Schemat, założenia oraz wyniki zamodelowania wariantu W3 obiegu turbiny parowej.



Rys. D.1. Schemat wariantu W3 układu turbiny parowej

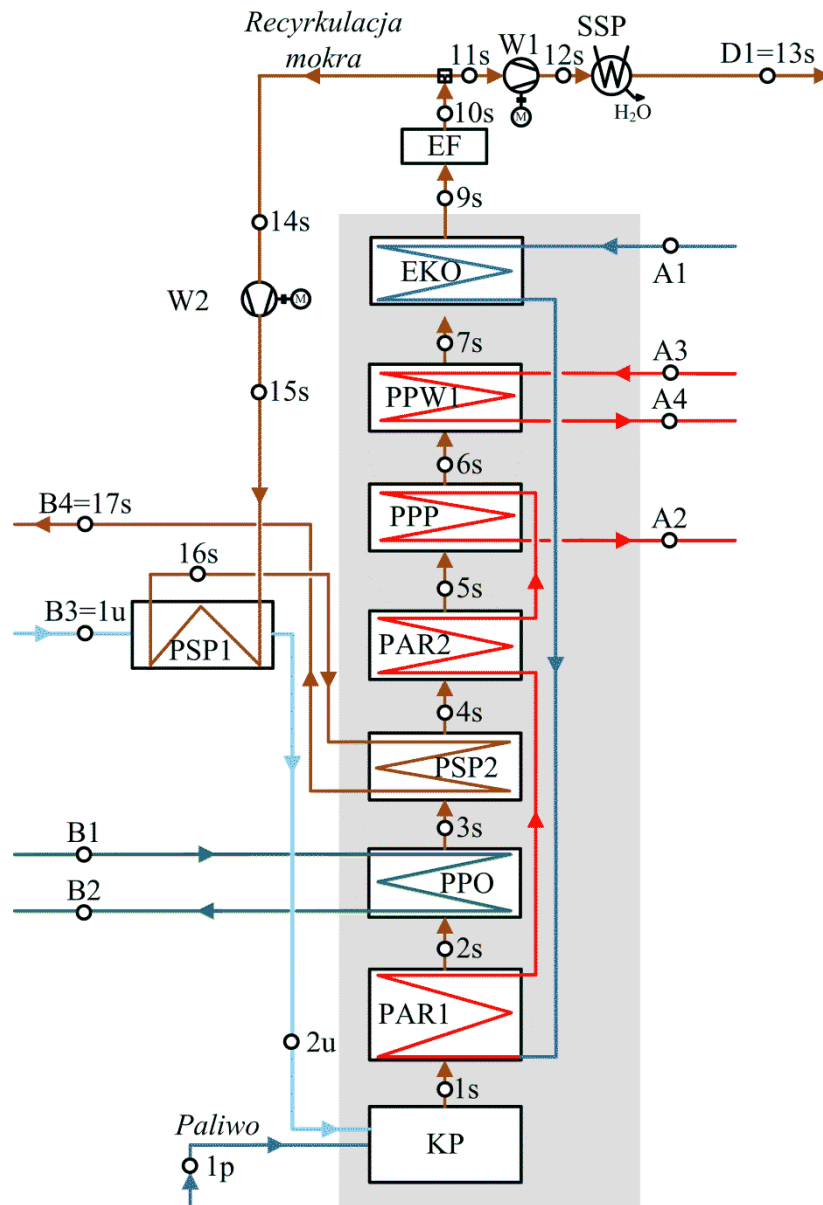
Tab. D.1. Założenia dla modelu obliczeniowego wariantu W3 układu turbiny parowej

Wielkość, jednostka	Wartość
Temperatura/ciśnienie pary świeżej na wyjściu z kotła, °C/MPa	704,9/35,8
Temperatura/ciśnienie pary świeżej przed turbiną, °C/MPa	700/36
Temperatura pary wtórnice przegrzanej na wyjściu z kotła (Pierwszy wtórny przegrzew), °C	722,4
Temperatura pary wtórnice przegrzanej na wyjściu z kotła (Drugi wtórny przegrzew), °C	722,4
Temperatura/ciśnienie pary wtórnice przegrzanej na wejściu do turbiny (Pierwszy wtórny przegrzew), °C/MPa	720/7,5
Temperatura/ciśnienie pary wtórnice przegrzanej na wejściu do turbiny (Drugi wtórny przegrzew), °C/MPa	720/1,4
Temperatura wody zasilającej kocioł, °C	330
Ciśnienie w odgazowywaczu (ODG), MPa	1,2
Ciśnienie w kondensatorze (KND), MPa	0,004
Ciśnienie za pompą skroplin (PS), MPa	1,7
Sprawność wewnętrzna grup stopni części wysokoprężnej turbiny (TP(w)), %	90
Sprawność wewnętrzna grup stopni części średnioprężnej turbiny (TP(ś)), %	93
Sprawność wewnętrzna grup stopni części niskoprężnej turbiny (TP(n)), %	92
Sprawność wewnętrzna ostatniej grupy stopni części WP turbiny, %	86
Sprawność generatora, %	99
Straty mechaniczne turbiny, MW	6
Sprawność wewnętrzna pomp, %	85
Sprawność cieplna wymienników regeneracyjnych, schładzacza pary i odgazowywacza, %	99,5
Względne straty ciśnienia w rurociągach pary do wymienników regeneracyjnych (PW1-5 oraz PW6-8) odgazowywacza (ODG) oraz schładzacza pary (PW9), %	2
Względna strata ciśnienia w rurociągu pary od schładzacza pary (PW9) do wymiennika regeneracyjnego PW6, %	1
Względne straty ciśnienia w wymiennikach regeneracyjnych niskoprężnych po stronie wody zasilającej, %	6
Względne straty ciśnienia w wymiennikach regeneracyjnych wysokoprężnych po stronie wody zasilającej, %	0,5
Względna strata ciśnienia w schładzaczu pary po stronie wody zasilającej, %	0,5
Względna strata ciśnienia czynnika obiegowego w kotle, %	11
Względna strata ciśnienia pary w przegrzewaczu wtórnym, %	3
Starta ciśnienia w rurociągach pary świeżej, MPa	0,8
Względna starta ciśnienia w rurociągach pary wtórnice przegrzanej, %	2,4
Względna strata ciśnienia w przelotni między częścią średnioprężną i niskoprężną turbiny, %	0,5
Moc elektryczna bloku brutto, MW	600
Różnica między temperaturą nasycenia dla pary upustowej a temperaturą kondensatu na wylocie z wymienników regeneracyjnych, K	3
Spiętrzenie temperatur na zimnym końcu wymienników regeneracyjnych, K	10
Przyrost temperatury wody w wymiennikach regeneracji niskoprężnej (PW1-4), K	30
Przyrost temperatury wody w wymienniku regeneracji niskoprężnej PW5, K	20
Przyrost temperatury wody w wymienniku regeneracji wysokoprężnej PW6, K	40
Temperatury wody na wylocie z wymiennika regeneracji wysokoprężnej PW8, °C	325

Tab. D.2. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W3 obiegu turbiny parowej

Punkt	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg	Punkt	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg
1	332,9	35800,0	704,9	3721,2	29	10,0	21,9	155,2	2792,1
2	332,9	35000,0	700,0	3711,9	30	209,7	4,0	29,0	121,4
3	275,2	7922,1	442,3	3254,3	31	209,7	1700,0	29,1	123,4
4	275,2	7684,4	722,4	3938,1	32	209,7	1598,0	59,1	248,6
5	275,2	7500,0	720,0	3933,4	33	209,7	1502,1	89,1	374,2
6.1	250,7	1499,8	450,5	3365,8	34	228,9	1502,1	87,4	367,2
6.2	250,7	1478,8	450,4	3365,8	35	228,9	1412,0	117,4	493,6
7.1	250,7	1434,4	722,4	3973,1	36	228,9	1327,3	147,4	621,6
7.2	250,7	1400,0	720,0	3967,8	37.1	245,2	1327,3	146,1	616,0
8	228,9	491,2	541,0	3573,2	37.2	245,2	1247,6	166,1	702,4
9	228,9	488,7	541,0	3573,2	38	332,9	1200,0	188,0	798,5
11	28,0	12785,5	516,7	3385,3	39	332,9	41039,4	195,6	851,9
12	304,9	8034,6	442,9	3254,3	40	332,9	40834,2	245,6	1071,1
13	24,5	4004,4	605,6	3687,7	41	332,9	40630,0	290,9	1281,1
14	5,5	1225,0	695,3	3911,9	42	332,9	40426,9	325,0	1451,7
15	6,9	790,7	617,3	3738,7	43	332,9	40224,7	330,0	1478,3
16	9,4	491,2	541,0	3573,2	50	10,0	21,9	39,1	163,7
17	10,1	205,4	411,5	3300,9	51	19,2	75,9	69,1	289,2
18	9,2	77,4	286,1	3047,1	52	19,2	1700,0	69,2	291,1
19	10,0	22,4	155,2	2792,1	53	10,1	201,3	97,4	408,3
20	199,6	4,0	29,0	2552,2	54	16,3	481,3	127,4	535,5
21	28,0	12529,8	515,6	3385,3	55.1	16,3	1600,0	127,6	536,9
22	29,8	7873,9	442,0	3254,3	55.2	6,9	774,9	156,1	658,8
23	24,5	3924,3	605,3	3687,7	56	82,2	3885,1	205,6	878,7
24	5,5	1200,5	695,2	3911,9	57	57,8	7873,9	255,6	1113,0
25	6,9	774,9	617,3	3738,7	58	28,0	12529,8	300,9	1345,4
26	9,4	481,3	541,0	3573,2	59	24,5	3924,3	446,6	3324,3
27	10,1	201,3	411,5	3300,9	60	24,5	3885,1	446,4	3324,3
28	9,2	75,9	286,0	3047,1					

Załącznik E. Schemat oraz wyniki zamodelowania wariantu W2 tlenowego kotła pyłowego.

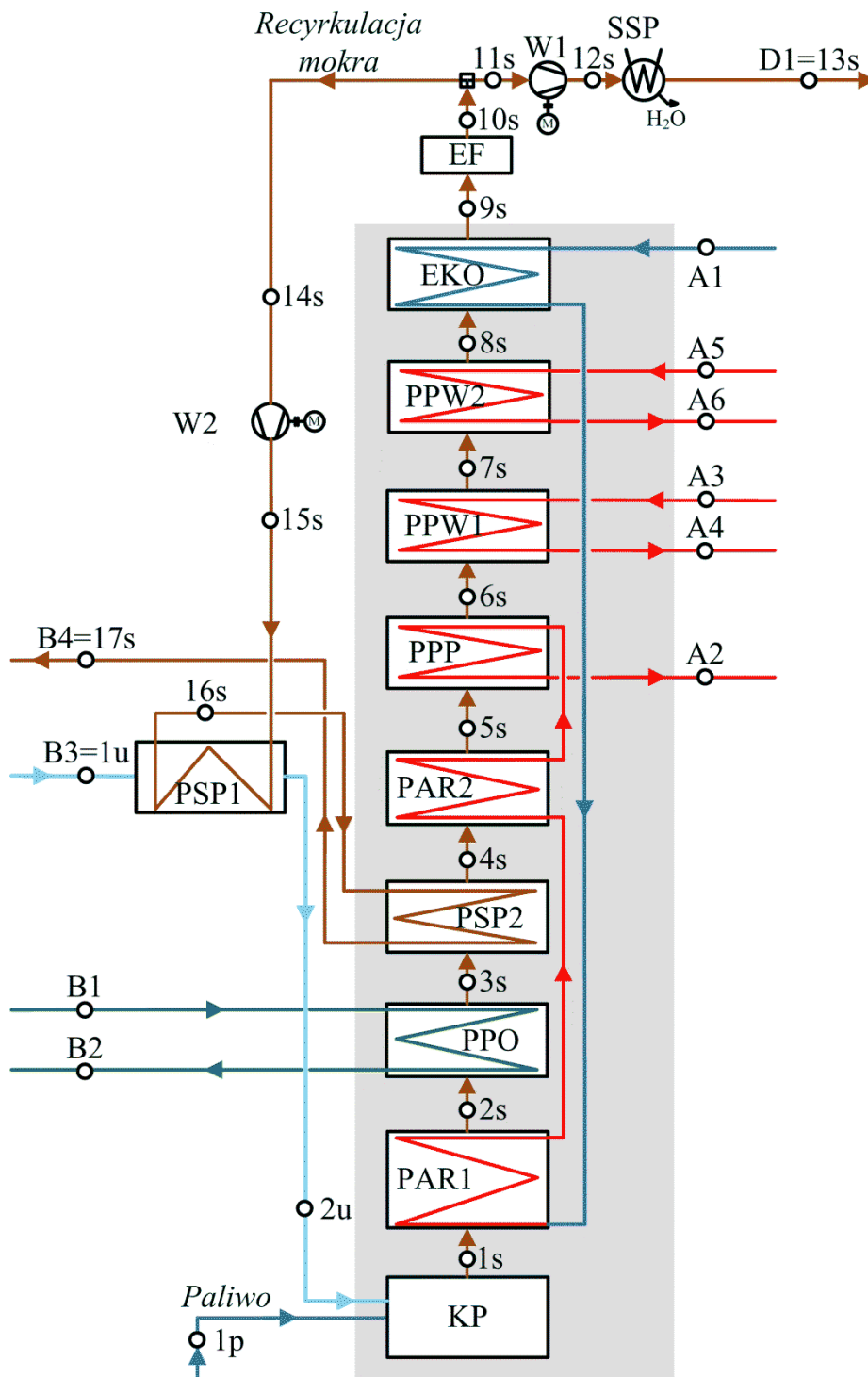


Rys. E.1. Schemat wariantu W2 kotła pyłowego typu oxy

Tab. E.1. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach modelu wariantu W2 tlenowego kotła pyłowego dla dwóch wartości stopnia odzysku tlenu (R)

Punkt		$R = 60\%$				$R = 90\%$			
		\dot{m} , kg/s	p, kPa	t, oC	h, kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p, kPa	t, oC	h, kJ/kg
1p - paliwo		65,53	-	15,00	-1,04	57,11	-	15,00	-1,04
1ż - żużel		2,44	-	1100,00	1125,98	2,13	-	1100,00	1125,98
	1u	521,26	102,00	849,99	1011,66	454,34	102,00	849,99	1011,66
	2u	521,26	102,00	567,71	637,06	454,33	102,00	567,74	637,09
Spaliny	1s	580,69	100,00	2227,95	3251,56	506,13	100,00	2227,98	3251,61
	2s	580,69	100,00	1920,54	2741,68	506,13	100,00	1874,83	2666,62
	3s	580,69	100,00	1399,22	1900,48	506,13	100,00	1528,55	2105,79
	4s	580,69	100,00	1368,42	1852,00	506,13	100,00	1498,14	2057,30
	5s	580,69	100,00	1225,08	1628,49	506,13	100,00	1335,83	1800,86
	6s	580,69	99,20	810,80	1007,84	506,13	99,20	866,57	1088,76
	7s	580,69	98,41	540,55	630,61	506,13	98,41	559,35	655,96
	9s	580,69	97,03	409,96	458,90	506,13	97,03	410,00	458,95
	10s	580,69	97,03	409,96	458,90	506,13	97,03	410,00	458,95
	11s	190,66	97,03	409,96	458,90	166,17	97,03	410,00	458,95
	12s	190,66	101,33	417,39	468,45	166,17	101,32	417,43	468,50
	13s	163,72	101,33	46,07	26,45	142,70	101,33	46,07	26,45
	14s	390,03	97,03	409,96	458,90	339,96	97,03	410,00	458,95
	15s	390,03	112,92	436,13	492,64	339,96	112,92	436,17	492,69
	16s	390,03	112,92	799,99	992,27	339,96	112,92	799,99	992,27
	17s	390,03	112,92	850,00	1064,63	339,96	112,92	850,00	1064,63
	Popiół lotny	1s	3,66	100,00	2227,95	2297,13	3,19	100,00	2227,98
2s		3,66	100,00	1920,54	1977,95	3,19	100,00	1874,83	1930,48
3s		3,66	100,00	1399,22	1436,65	3,19	100,00	1528,55	1570,95
4s		3,66	100,00	1368,42	1404,68	3,19	100,00	1498,14	1539,37
5s		3,66	100,00	1225,08	1255,85	3,19	100,00	1335,83	1370,84
6s		3,66	99,20	810,80	825,71	3,19	99,20	866,57	883,61
7s		3,66	98,41	540,55	545,10	3,19	98,41	559,35	564,62
9s		3,66	97,03	409,96	409,51	3,19	97,03	410,00	409,55

Załącznik F. Schemat oraz wyniki zamodelowania wariantu W3 tlenowego kotła pyłowego.



Rys. F.1. Schemat wariantu W3 kotła pyłowego typu oxy

Tab. F.1. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach modelu wariantu W3 tlenowego kotła pyłowego dla dwóch wartości stopnia odzysku tlenu (R)

Punkt		R = 70%				R = 90%			
		\dot{m} , kg/s	p, kPa	t, oC	h, kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p, kPa	t, oC	h, kJ/kg
1p - paliwo		60,55	-	15,00	-1,04	56,11	-	15,00	-1,04
1ż - żużel		2,25	-	1100,00	1125,98	2,09	-	1100,00	1125,98
	1u	481,64	102,00	849,99	1011,65	446,31	102,00	849,99	1011,66
	2u	481,63	102,00	567,71	637,05	446,31	102,00	567,76	637,13
Spaliny	1s	536,55	100,00	2227,97	3251,61	497,20	100,00	2227,97	3251,61
	2s	536,55	100,00	1944,63	2781,34	497,20	100,00	1922,01	2744,12
	3s	536,55	100,00	1500,11	2060,44	497,20	100,00	1577,01	2183,35
	4s	536,55	100,00	1469,63	2011,95	497,20	100,00	1546,74	2134,86
	5s	536,55	100,00	1342,17	1810,80	497,20	100,00	1410,18	1917,79
	6s	536,55	99,20	975,20	1248,96	497,20	99,20	1017,04	1311,50
	7s	536,55	98,41	734,39	898,55	497,20	98,41	758,87	933,35
	8s	536,55	98,41	529,47	615,74	497,20	98,41	538,73	628,17
	9s	536,55	97,03	409,98	458,92	497,20	97,03	409,99	458,93
	10s	536,55	97,03	409,98	458,92	497,20	97,03	409,99	458,93
	11s	176,16	97,03	409,98	458,92	163,25	97,03	409,99	458,93
	12s	176,16	101,33	417,40	468,46	163,25	101,33	417,41	468,48
	13s	151,24	101,33	46,07	26,45	140,17	101,33	46,07	26,45
	14s	360,38	97,03	409,98	458,92	333,95	97,03	409,99	458,93
	15s	360,38	112,92	436,16	492,67	333,95	112,92	436,17	492,69
	16s	360,38	112,92	799,99	992,27	333,95	112,92	799,99	992,27
	17s	360,38	112,92	850,00	1064,63	333,95	112,92	850,00	1064,63
Popiół lotny	1s	3,38	100,00	2227,97	2297,16	3,13	100,00	2227,97	2297,16
	2s	3,38	100,00	1944,63	2002,96	3,13	100,00	1922,01	1979,48
	3s	3,38	100,00	1500,11	1541,42	3,13	100,00	1577,01	1621,26
	4s	3,38	100,00	1469,63	1509,76	3,13	100,00	1546,74	1589,83
	5s	3,38	100,00	1342,17	1377,42	3,13	100,00	1410,18	1448,04
	6s	3,38	99,20	975,20	996,40	3,13	99,20	1017,04	1039,84
	7s	3,38	98,41	734,39	746,37	3,13	98,41	758,87	771,78
	8s	3,38	98,41	529,47	533,60	3,13	98,41	538,73	543,21
	9s	3,38	97,03	409,98	409,53	3,13	97,03	409,99	409,54

Załącznik G. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach wariantu W2 i W3 tlenowni

Tab. G.1. Parametry termodynamiczne gazów w charakterystycznych punktach tlenowni zintegrowanej z wariantem W2 elektrowni typu oxy (dla sprężu sprężarki powietrza równego 15)

R	60%				90%			
	Punkt	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C
1t	946,90	101,30	20,00	4,27	550,18	101,30	20,00	4,27
2t	946,90	1519,50	395,43	397,23	550,18	1519,50	395,43	397,23
3t	946,90	1519,50	850,00	914,43	550,18	1519,50	850,00	914,43
4t	815,66	1519,50	850,00	923,98	435,80	1519,50	850,00	930,01
5t	815,66	101,30	339,47	340,64	435,80	101,30	337,75	341,41
6t	390,07	112,92	850,00	1064,63	339,96	112,92	850,00	1064,63
7t	521,30	102,00	849,99	1011,66	454,34	102,00	849,99	1011,66

Tab. G.2. Parametry termodynamiczne gazów w charakterystycznych punktach tlenowni zintegrowanej z wariantem W3 elektrowni typu oxy (dla sprężu sprężarki powietrza równego 15)

R	70%				90%			
	Punkt	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C
1t	749,89	101,30	20,00	4,27	480,94	101,30	20,00	4,27
2t	749,89	1519,50	395,43	397,23	480,94	1519,50	395,43	397,23
3t	749,89	1519,50	850,00	914,43	480,94	1519,50	850,00	914,43
4t	628,64	1519,50	850,00	925,88	380,96	1519,50	850,00	930,01
5t	628,64	101,30	338,98	340,94	380,96	101,30	337,82	341,48
6t	360,38	1064,63	850,00	112,92	297,18	112,92	799,99	992,27
7t	481,64	102,00	849,99	1011,65	397,17	102,00	849,99	1011,66

Załącznik H. Parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach wariantu W2 i W3 instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla

Tab. H.1. Parametry termodynamiczne spalin w charakterystycznych punktach instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla dla wariantu W2 elektrowni typu oxy (dla sprężu sprężarki równego 15)

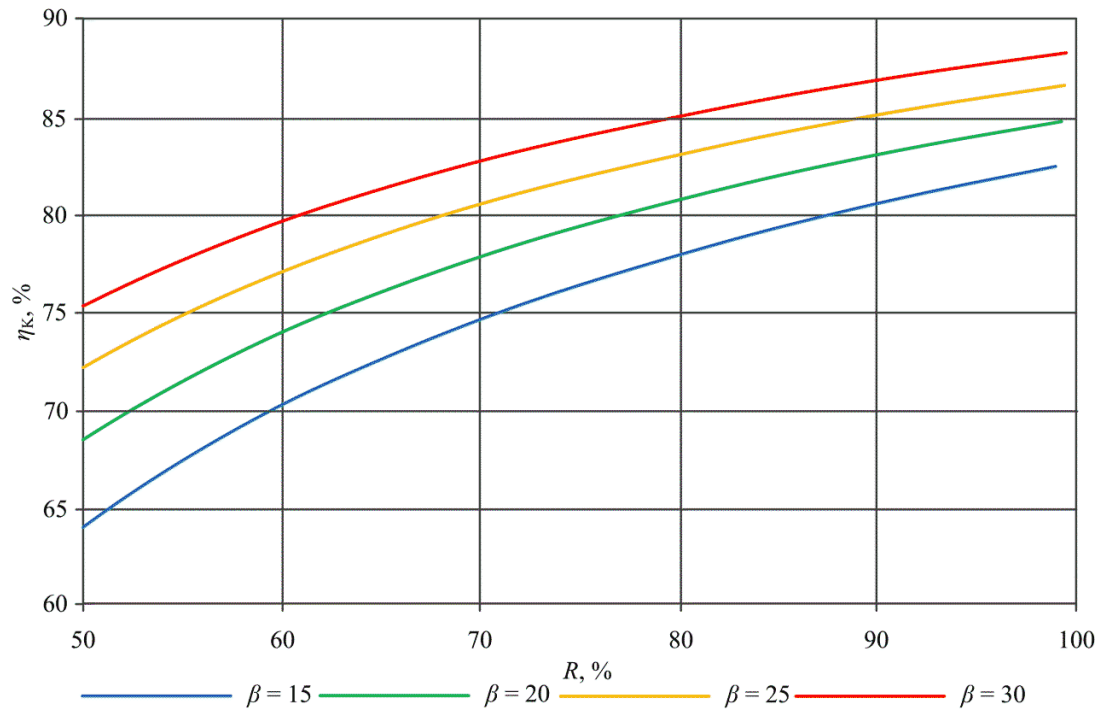
R	60%				90%			
	Punkt	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C
1c	163,74	101,33	46,10	26,48	142,71	101,33	46,10	26,48
2c	163,74	400,00	161,50	124,24	142,71	400,00	161,50	124,24
3c	163,74	400,00	46,10	26,68	142,71	400,00	46,10	26,68
4c	157,84	400,02	46,10	25,88	137,57	400,02	46,10	25,88
5c	157,84	1600,00	180,10	137,19	137,57	1600,00	180,10	137,19
6c	157,84	1600,00	46,10	25,95	137,57	1600,00	46,10	25,95
7t	156,86	1600,00	46,10	25,81	136,71	1600,00	46,10	25,81
8c	156,86	6500,00	181,70	138,31	136,71	6500,00	181,70	138,31
9c	156,86	6500,00	11,00	-3,41	136,71	6500,00	11,00	-3,41
10c	142,45	6500,03	11,00	-3,45	124,15	6500,03	11,00	-3,45
11c	142,45	15000,00	25,30	8,87	124,15	15000,00	25,30	8,87
1e	14,41	6500,03	11,00	-3,02	12,56	6500,03	11,00	-3,02
1k	5,89	400,02	46,10	48,39	5,14	400,02	46,10	48,39
2k	0,98	1600,00	46,10	48,34	0,86	1600,00	46,10	48,34
3k	6,88	400,02	46,10	48,38	5,99	400,02	46,10	48,38

Tab. H.2. Parametry termodynamiczne spalin w charakterystycznych punktach instalacji oczyszczania i sprężania dwutlenku węgla dla wariantu W3 elektrowni typu oxy (dla sprężu sprężarki równego 15)

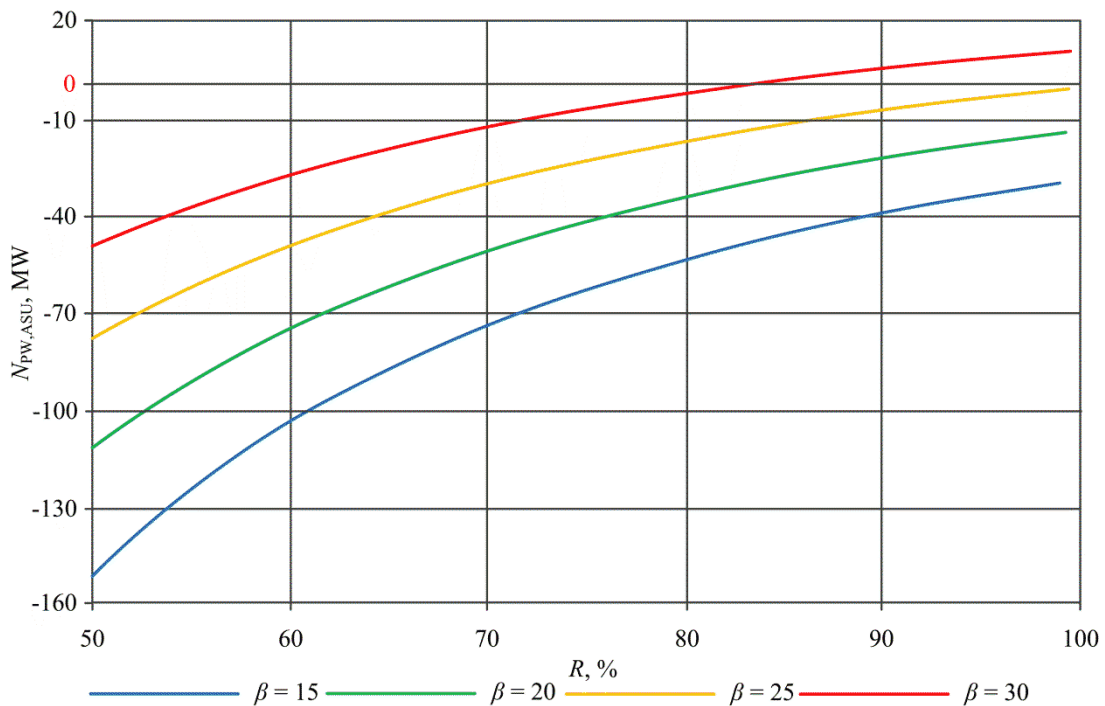
R	70%				90%			
	Punkt	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C
1c	151,30	101,33	46,10	26,48	140,19	101,33	46,10	26,48
2c	151,30	400,00	161,50	124,24	140,19	400,00	161,50	124,24
3c	151,30	400,00	46,10	26,68	140,19	400,00	46,10	26,68
4c	145,85	400,02	46,10	25,88	135,14	400,02	46,10	25,88
5c	145,85	1600,00	180,10	137,19	135,14	1600,00	180,10	137,19
6c	145,85	1600,00	46,10	25,95	135,14	1600,00	46,10	25,95
7t	144,94	1600,00	46,10	25,81	134,30	1600,00	46,10	25,81
8c	144,94	6500,00	181,70	138,31	134,30	6500,00	181,70	138,31
9c	144,94	6500,00	11,00	-3,41	134,30	6500,00	11,00	-3,41
10c	131,63	6500,03	11,00	-3,45	121,97	6500,03	11,00	-3,45
11c	131,63	15000,00	25,30	8,87	121,97	15000,00	25,30	8,87
1e	13,31	6500,03	11,00	-3,02	12,34	6500,03	11,00	-3,02
1k	5,45	400,02	46,10	48,39	5,05	400,02	46,10	48,39
2k	0,91	1600,00	46,10	48,34	0,84	1600,00	46,10	48,34
3k	6,35	400,02	46,10	48,38	5,89	400,02	46,10	48,38

Załącznik I. Wyniki analizy termodynamicznej wariantu W2 bloku energetycznego typu oxy

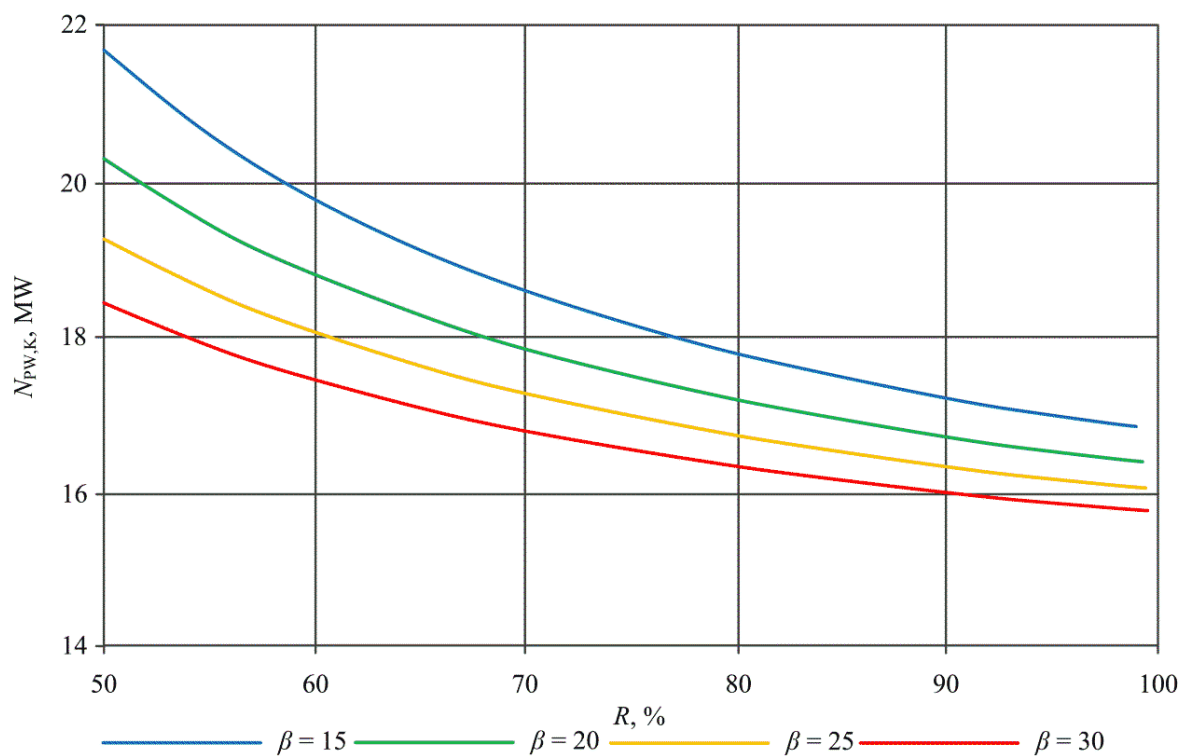
Blok energetyczny typu oxy bez odzysku ciepła ze spalin i retentatu



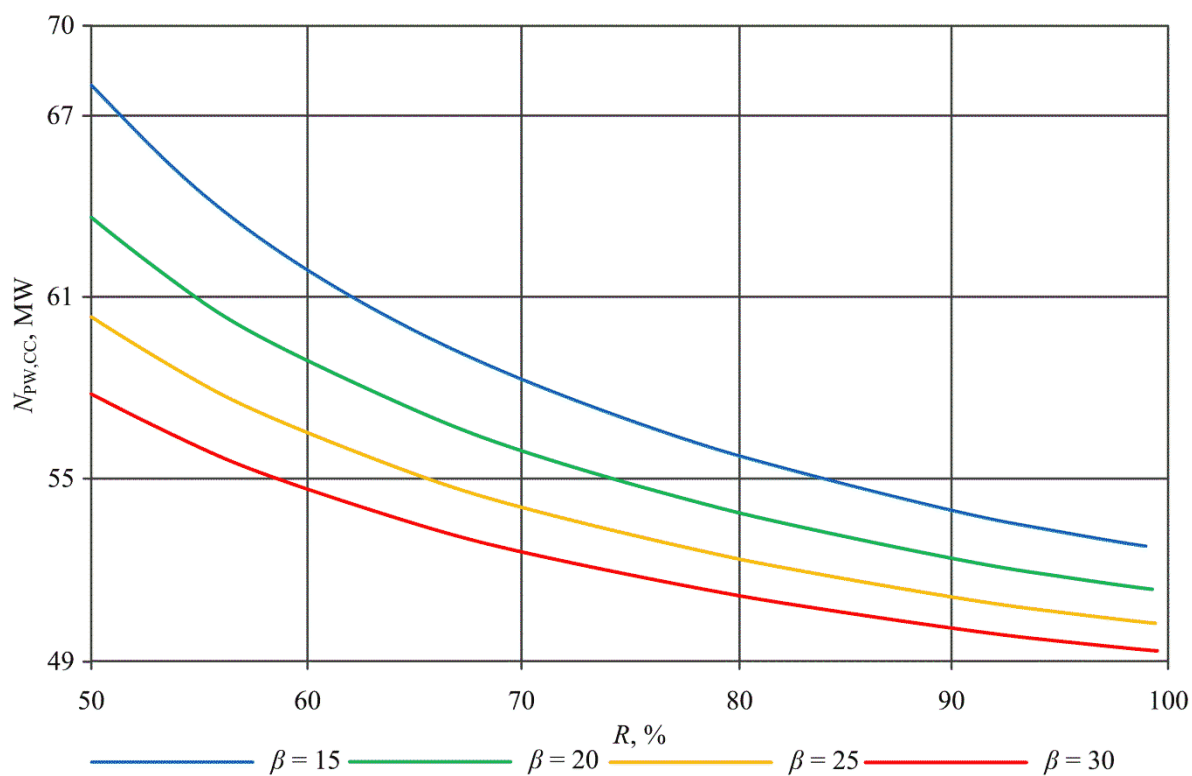
Rys. I.1. Sprawność kotła pyłowego (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



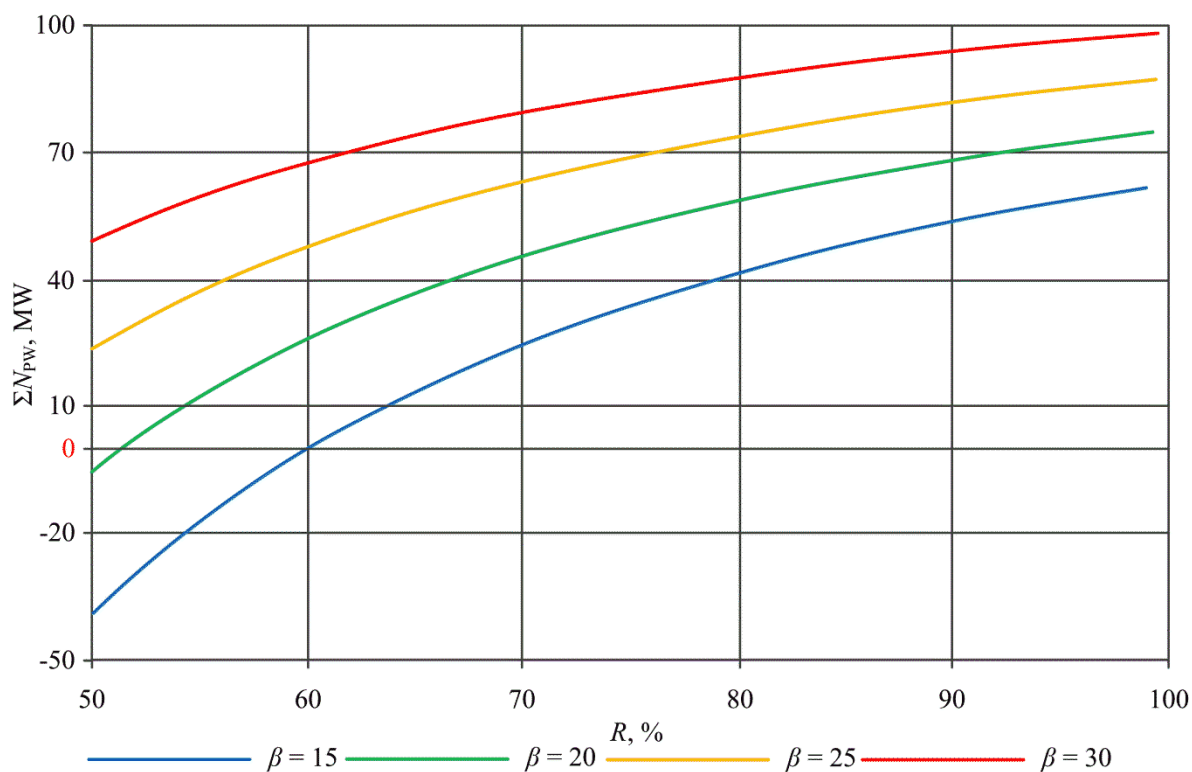
Rys. I.2. Moc potrzeb własnych tlenowni (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



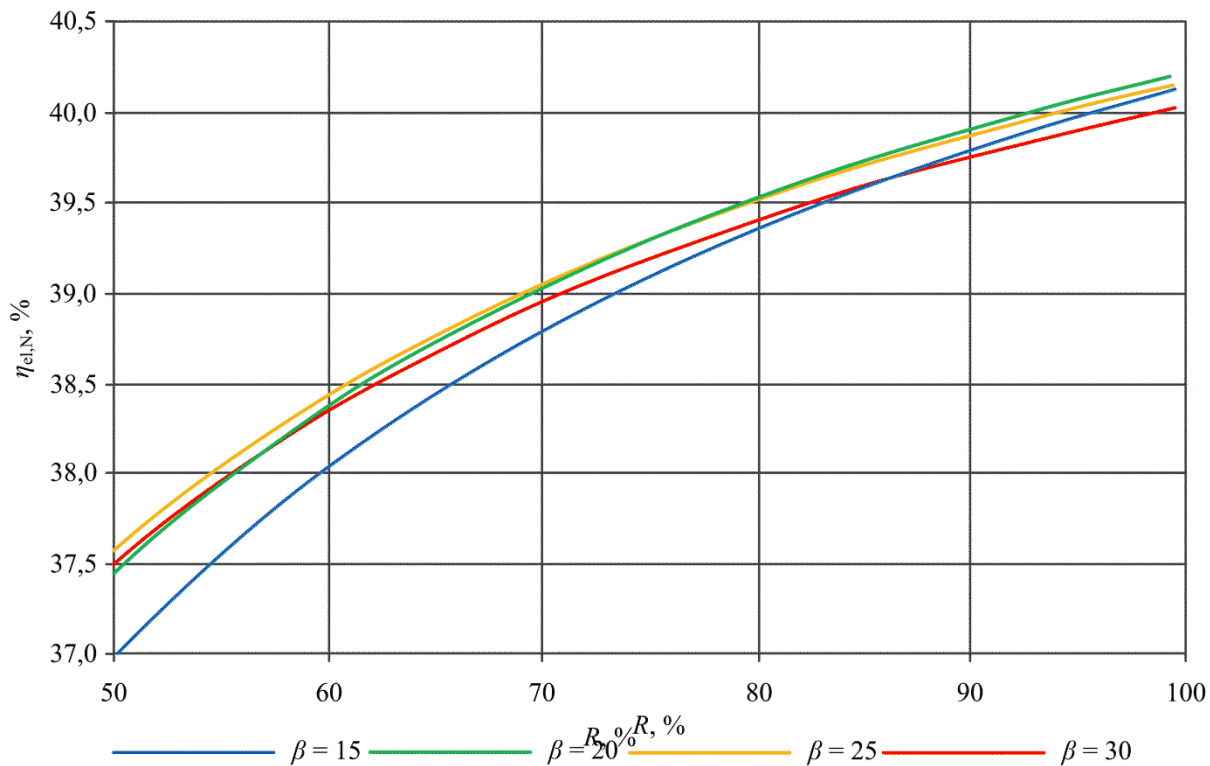
Rys. I.3. Moc potrzeb własnych kotła pyłowego typu oxy (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



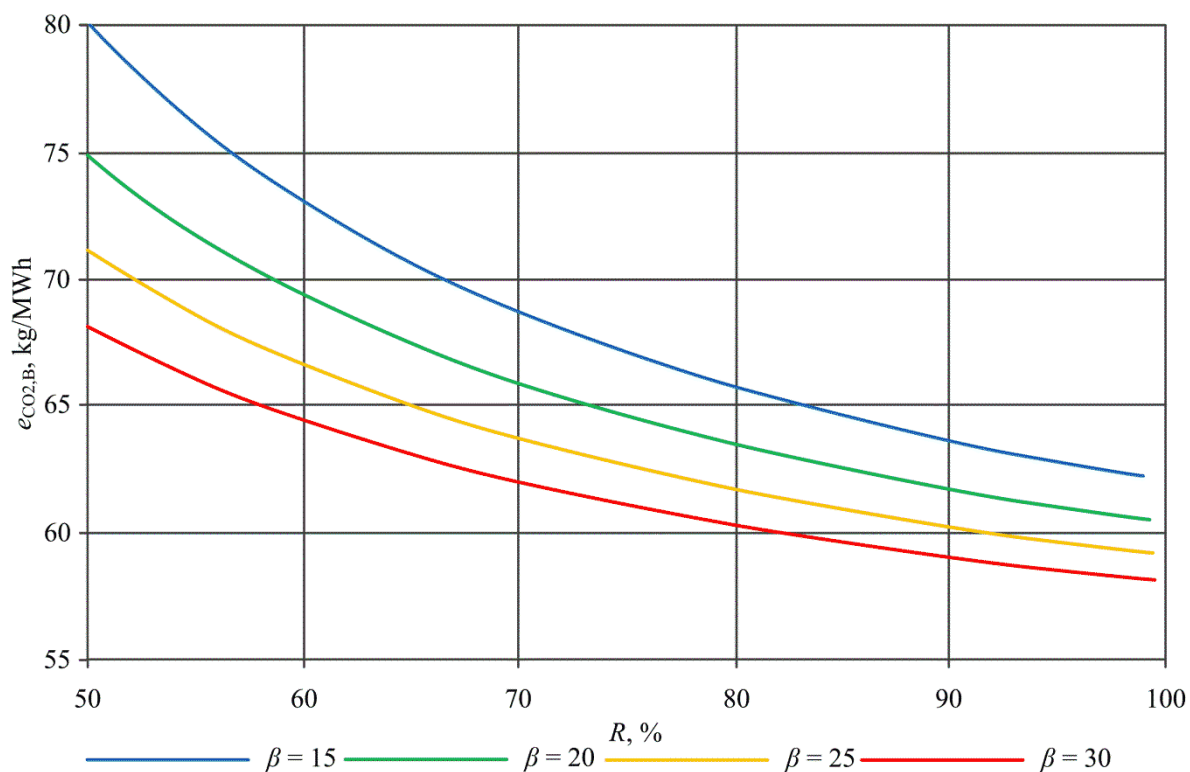
Rys. I.4. Moc potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO_2 (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



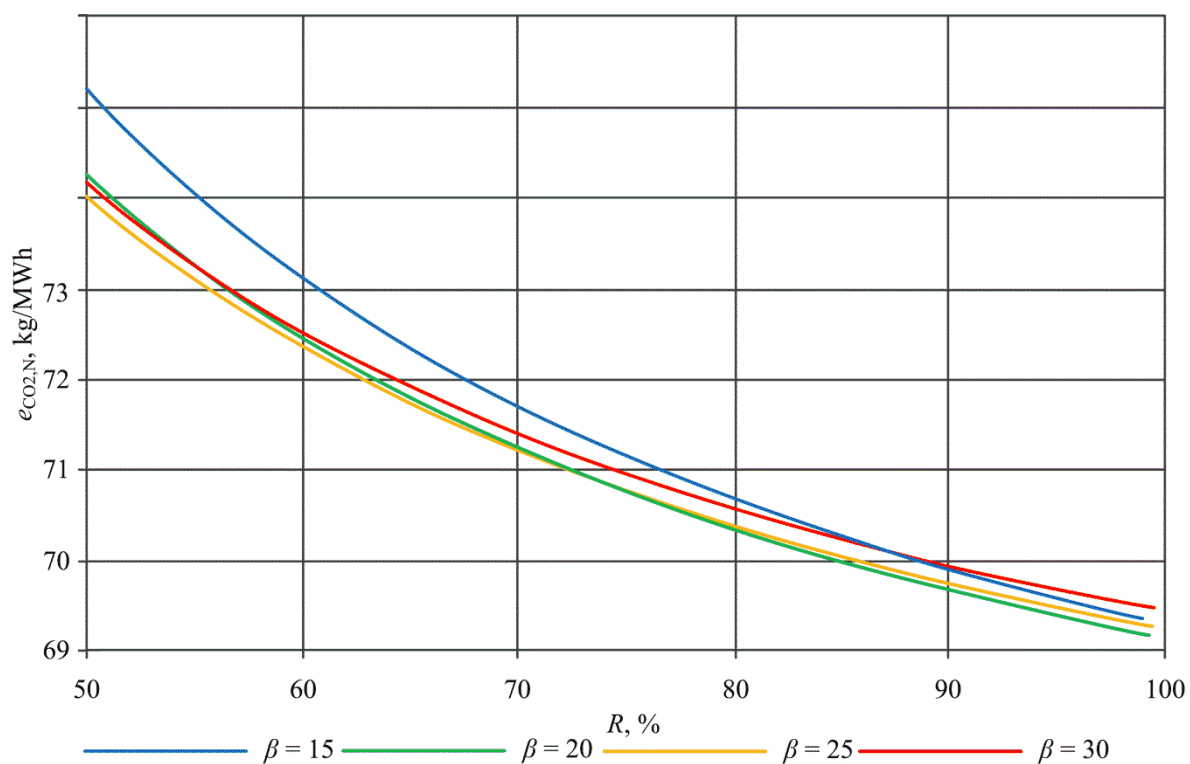
Rys. I.5. Moc potrzeb własnych wariantu W2 bloku typu oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu



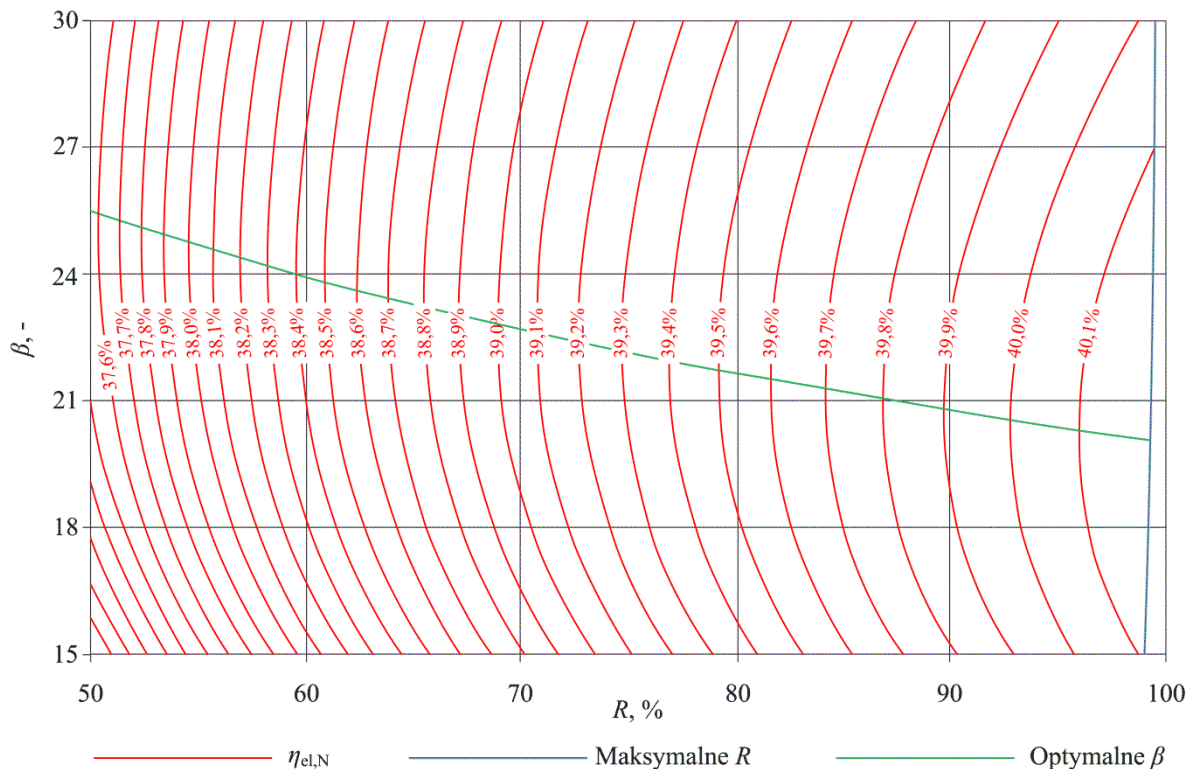
Rys. I.6. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W2 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. I.7. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej brutto wariantu W2 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu

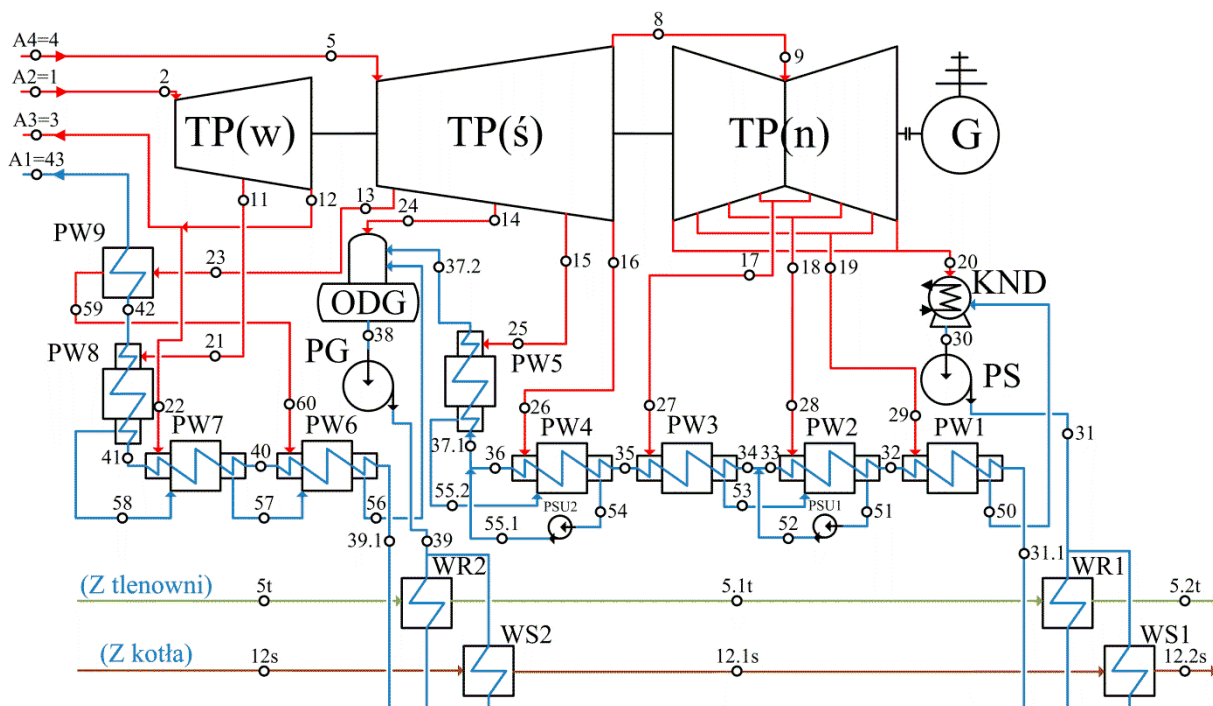


Rys. I.8. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W2 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. I.9. Izolinie sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W2 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza

Blok energetyczny typu oxy z odzyskiem ciepła ze spalin i retentatu - zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu turbiny parowej



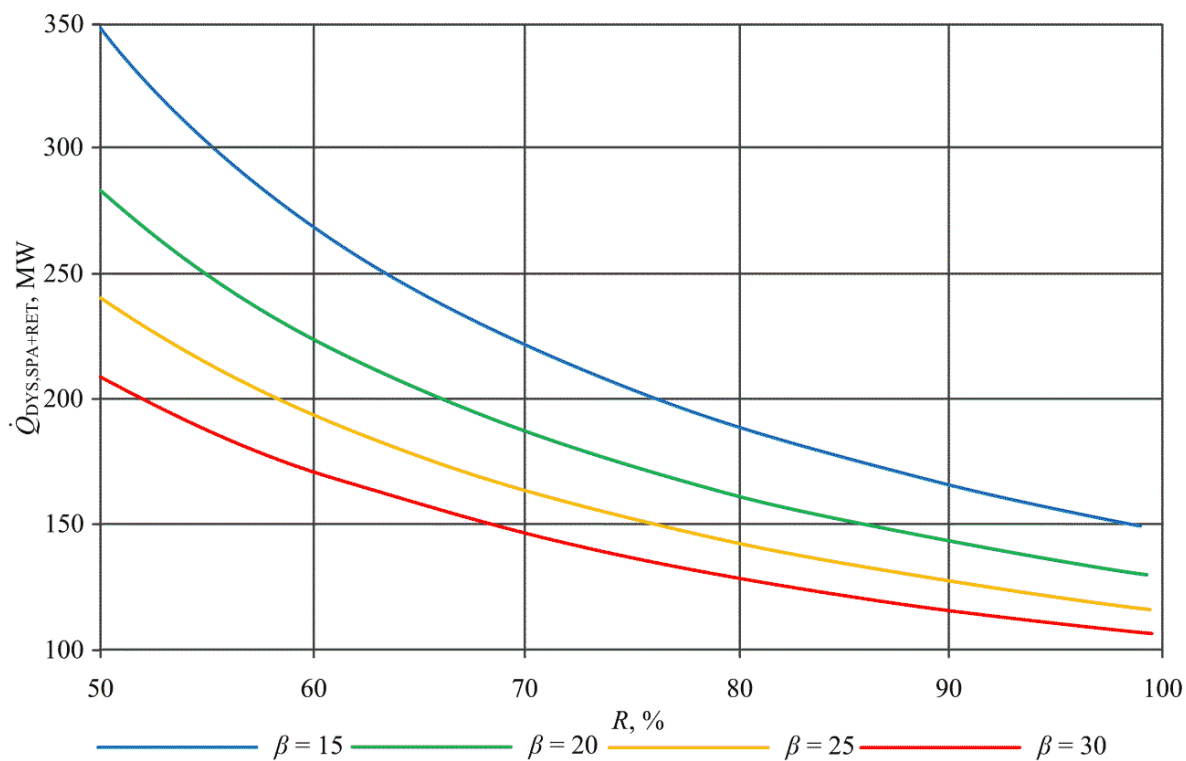
Rys. I.10. Schemat wariantu W2 układu turbiny parowej (Zastępowanie wymienników regeneracyjnych)

Tab. I.1. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W2 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 60%

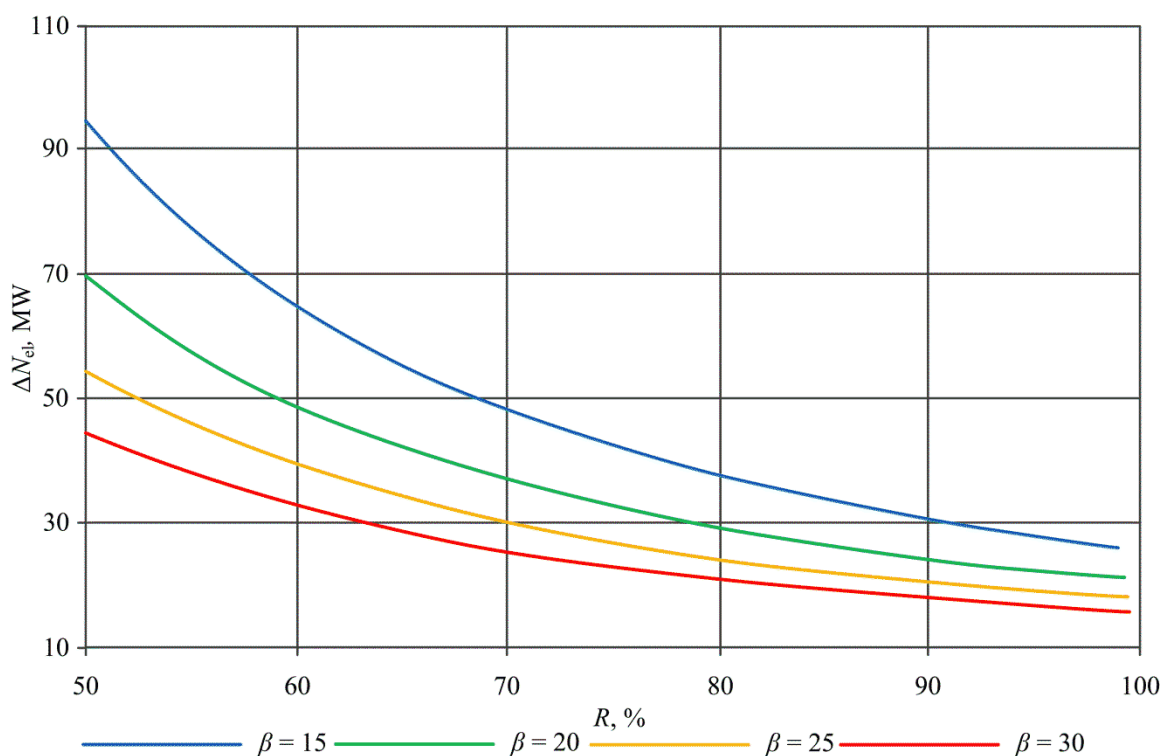
Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg	Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg
1	389,71	36100,00	704,90	3719,26	34	323,88	1600,00	170,00	719,65
2	389,71	35000,00	700,00	3711,88	35	323,88	1600,00	170,00	719,65
3	325,39	7922,09	442,26	3254,33	36	323,88	1600,00	170,00	719,65
4	325,39	7684,43	722,40	3938,10	37.1	323,88	1600,00	170,00	719,65
5	325,39	7500,00	720,00	3933,38	37.2	323,88	1600,00	170,00	719,65
8	323,88	502,51	301,74	3068,09	38	389,70	1200,00	187,96	798,50
9	323,88	500,00	301,71	3068,09	39	389,70	40970,48	195,62	851,77
11	32,75	12785,47	516,73	3385,34	39.1	323,88	1600,00	170,00	719,65
12	356,96	8034,57	442,94	3254,33	40	389,70	40970,48	250,46	1092,94
13	0,00	3371,30	576,26	3625,72	41	389,70	40765,62	290,90	1281,06
14	1,52	1224,50	418,28	3299,98	42	389,70	40561,79	325,00	1451,62
15	0,00	789,64	359,93	3183,20	43	389,71	40561,79	324,99	1451,62
16	0,00	502,51	301,74	3068,09	50	0,00	21,93	0,97	2550,74
17	0,00	203,81	207,44	2885,56	51	0,00	75,87	121,64	2722,31
18	0,00	77,41	121,72	2722,31	52	0,00	1600,00	0,96	2724,11
19	0,00	22,38	0,97	2550,74	53	0,00	199,73	207,35	2885,56
20	323,88	4,00	0,92	2359,54	54	0,00	492,46	301,62	3068,09
21	32,75	12529,77	515,59	3385,34	55.1	0,00	1600,00	315,20	3069,40
22	31,56	7873,88	441,97	3254,33	55.2	0,00	773,85	359,78	3183,20
23	0,00	3303,87	576,01	3625,72	56	64,31	7873,88	260,46	1136,64
24	1,52	1200,01	418,11	3299,98	57	64,31	7873,88	260,46	1136,64
25	0,00	773,85	359,93	3183,20	58	32,75	12529,77	300,90	1345,42
26	0,00	492,46	301,74	3068,09	59	0,00	3303,87	576,01	3625,72
27	0,00	199,73	207,44	2885,56	60	0,00	3270,84	576,01	3625,72
28	0,00	75,87	121,64	2722,31	5t	815,64	101,30	339,47	340,60
29	0,00	21,93	0,97	2550,74	5.1t	815,64	101,30	266,24	262,06
30	323,88	4,00	28,96	121,40	5.2t	815,64	101,30	79,06	65,80
31	323,88	1600,00	29,06	123,29	12s	163,74	101,33	417,44	468,83
31.1	389,70	40970,48	250,46	1092,94	12.1s	163,74	101,33	266,24	280,33
32	323,88	1600,00	170,00	719,65	12.2s	163,74	101,33	79,06	66,57
33	323,88	1600,00	170,00	719,65					

Tab. I.2. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W2 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 90%

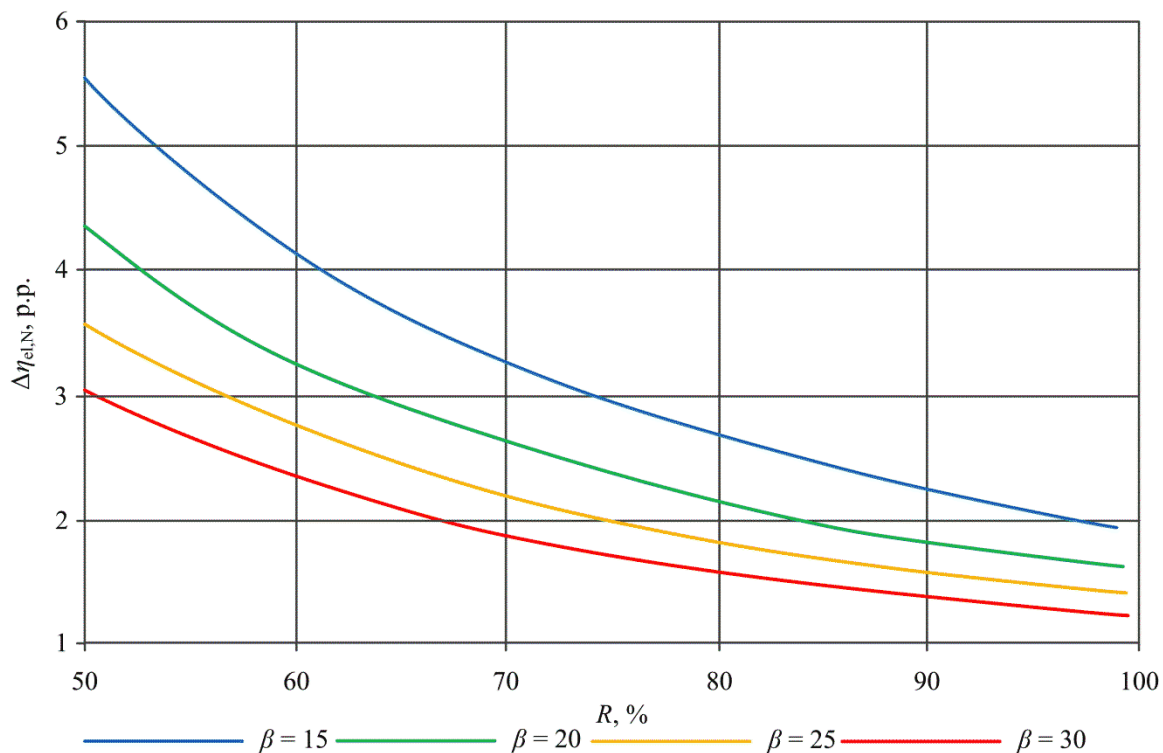
Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg	Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg
1	395,75	36100,00	704,90	3719,26	34	291,24	1600,00	170,00	719,65
2	395,75	35000,00	700,00	3711,88	35	291,24	1600,00	170,00	719,65
3	320,59	7922,09	442,26	3254,33	36	291,24	1600,00	170,00	719,65
4	320,59	7684,43	722,40	3938,10	37.1	291,24	1600,00	170,00	719,65
5	320,59	7500,00	720,00	3933,38	37.2	291,24	1600,00	170,00	719,65
8	291,24	502,51	301,74	3068,09	38	395,75	1200,00	187,96	798,50
9	291,24	500,00	301,71	3068,09	39	395,75	41383,28	195,70	852,32
11	33,23	12785,47	516,73	3385,34	39.1	291,24	1600,00	170,00	719,65
12	362,52	8034,57	442,94	3254,33	40	395,75	41176,37	235,70	1026,85
13	23,52	3371,30	576,26	3625,72	41	395,75	40970,48	290,90	1281,04
14	5,83	1224,50	418,28	3299,98	42	395,75	40765,63	325,00	1451,48
15	0,00	789,64	359,93	3183,20	43	395,75	40561,80	329,99	1477,94
16	0,00	502,51	301,74	3068,09	50	0,00	21,93	0,97	2550,74
17	0,00	203,81	207,44	2885,56	51	0,00	75,87	121,64	2722,31
18	0,00	77,41	121,72	2722,31	52	0,00	1600,00	0,96	2724,11
19	0,00	22,38	0,97	2550,74	53	0,00	199,73	207,35	2885,56
20	291,24	4,00	0,92	2359,54	54	0,00	492,46	301,62	3068,09
21	33,23	12529,77	515,59	3385,34	55.1	0,00	1600,00	315,20	3069,40
22	41,92	7873,88	441,97	3254,33	55.2	0,00	773,85	359,78	3183,20
23	23,52	3303,87	576,01	3625,72	56	98,68	3270,84	206,75	883,45
24	5,83	1200,01	418,11	3299,98	57	75,15	7873,88	245,70	1065,05
25	0,00	773,85	359,93	3183,20	58	33,23	12529,77	300,90	1345,42
26	0,00	492,46	301,74	3068,09	59	23,52	3303,87	379,26	3178,33
27	0,00	199,73	207,44	2885,56	60	23,52	3270,84	378,99	3178,33
28	0,00	75,87	121,64	2722,31	5t	435,80	101,30	337,75	341,36
29	0,00	21,93	0,97	2550,74	5.1t	435,80	101,30	337,75	341,36
30	291,24	4,00	28,96	121,40	5.2t	435,80	101,30	79,06	66,43
31	291,24	1600,00	29,06	123,29	12s	142,71	101,33	417,43	468,83
31.1	395,75	41383,28	196,75	856,81	12.1s	142,71	101,33	407,63	456,24
32	291,24	1600,00	170,00	719,65	12.2s	142,71	101,33	79,06	66,57
33	291,24	1600,00	170,00	719,65					



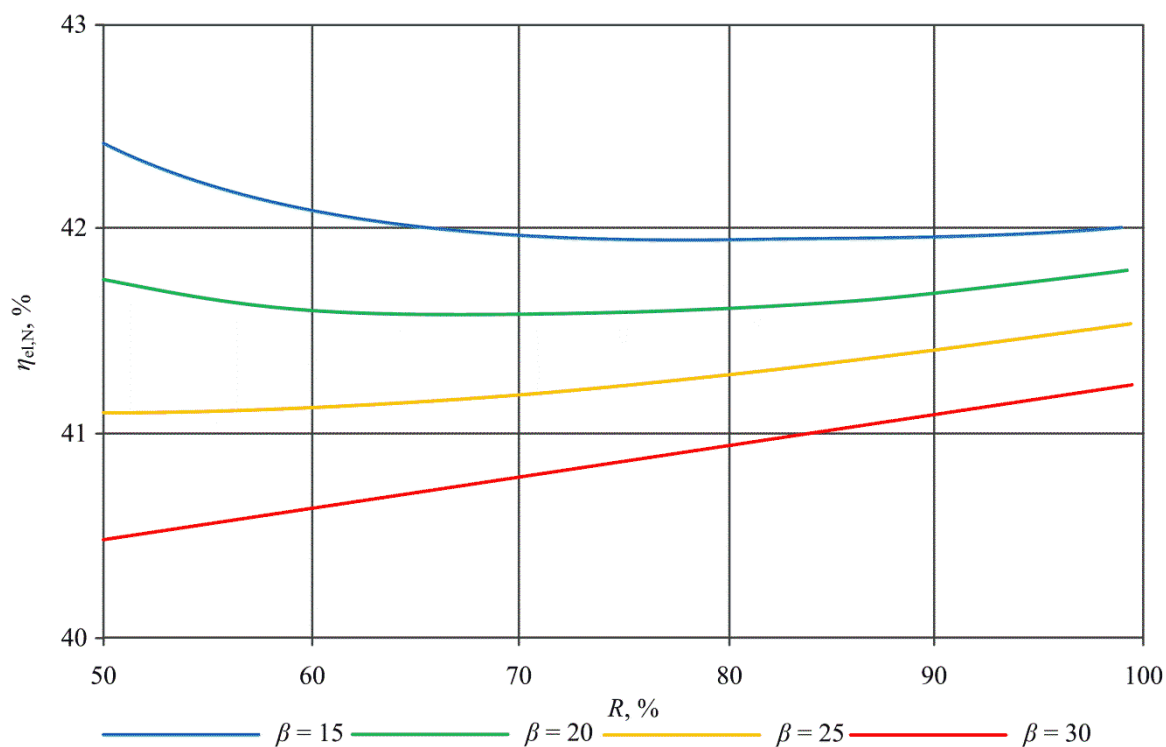
Rys. I.11. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego ze spalin oraz gazu pozostałego po separacji tlenu w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W2 bloku oxy)



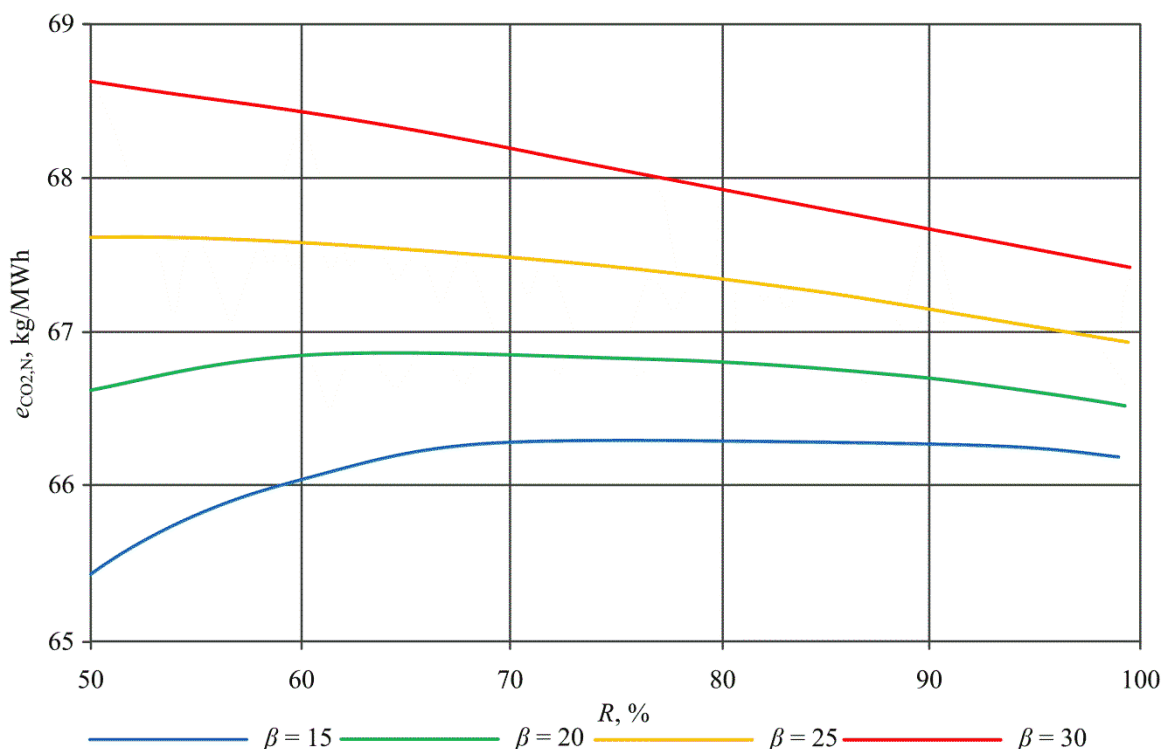
Rys. I.12. Przyrost energii elektrycznej wariantu W2 obiegu turbiny parowej (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. I.13. Przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto wariantu W2 bloku oxy (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. I.14. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W2 elektrowni oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu

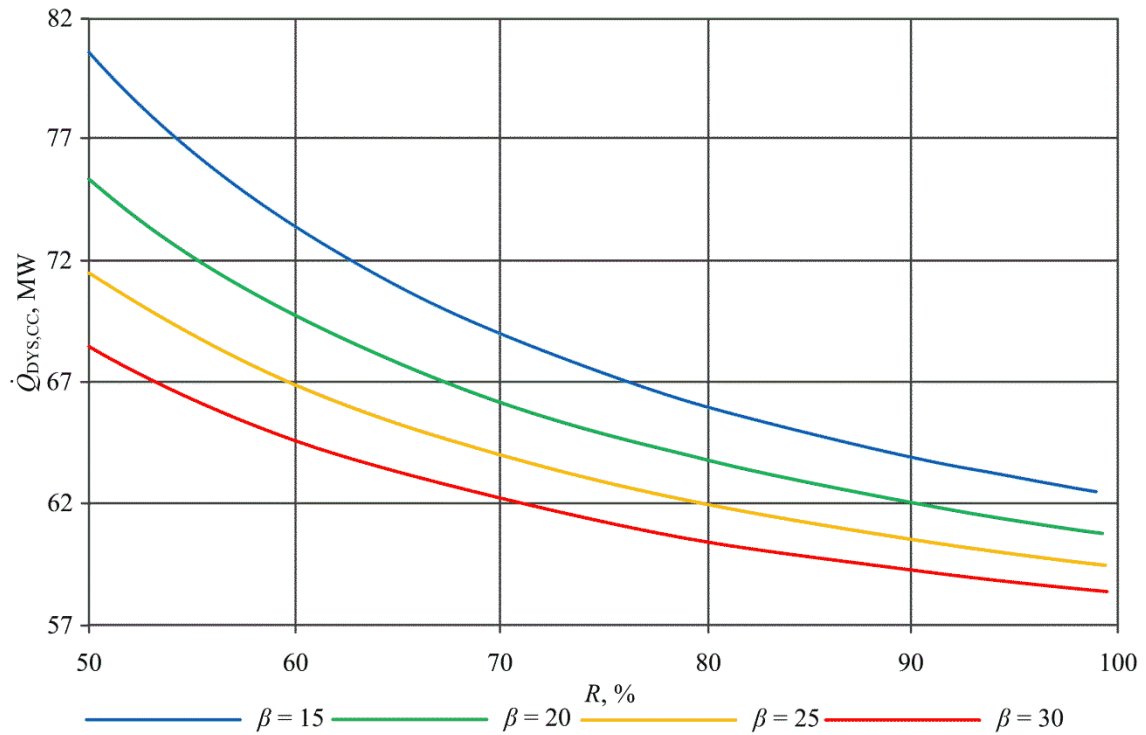


Rys. I.15. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W2 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu

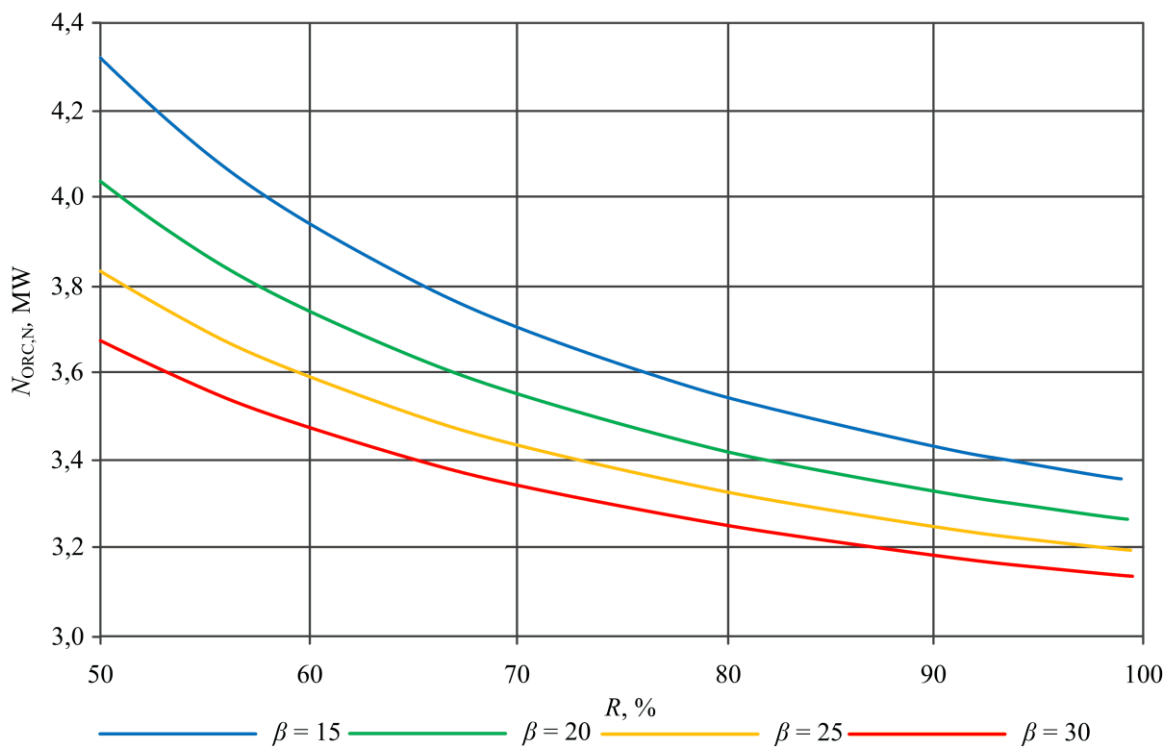
**Blok energetyczny typu oxy z odzyskiem ciepła ze spalin i retentatu -
zastosowanie organicznego obiegu Rankien`a oraz zastąpienie
wymienników regeneracyjnych w obiegu turbiny parowej**

Tab. I.3. Parametry termodynamiczne etanolu oraz wody w charakterystycznych punktach układu ORC dla wariantu W2 bloku oxy

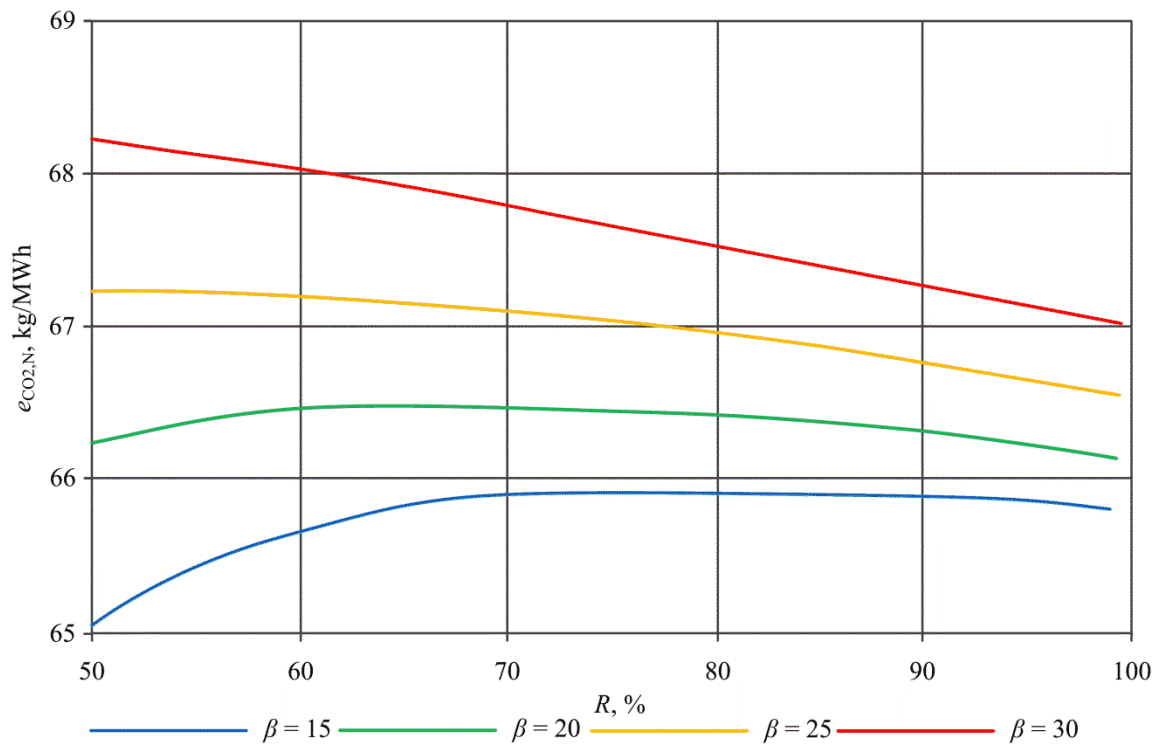
R	60%				90%				
	Punkt	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg
1o		40,70	106,61	79,53 (1,00)	1266,26	35,47	106,61	79,53 (1,00)	1266,26
2o		40,70	9,96	28,96 (0,97)	1159,73	35,47	9,96	28,96 (0,97)	1159,73
3o		40,70	9,96	28,96	270,80	35,47	9,96	28,96	270,80
4o		40,70	113,35	28,99	270,97	35,47	113,35	28,99	270,97
5o		40,70	112,22	74,53	402,63	35,47	112,22	74,53	402,63
1w		158,73	679,11	32,00	134,72	138,34	679,11	32,00	134,72
2w		158,73	700,00	32,00	134,74	138,34	700,00	32,00	134,74
3w		39,38	700,00	32,00	134,74	34,32	700,00	32,00	134,74
4w		44,49	700,00	32,00	134,74	38,77	700,00	32,00	134,74
5w		74,88	700,00	32,00	134,74	65,26	700,00	32,00	134,74
6w		39,38	693,00	151,70	639,72	34,32	693,00	151,70	639,72
7w		44,49	693,00	150,10	632,82	38,77	693,00	150,10	632,82
8w		74,88	693,00	131,50	553,07	65,26	693,00	131,50	553,07
9w		158,73	693,00	141,75	596,91	138,34	693,00	141,75	596,91
10w		158,73	679,21	81,50	341,72	138,34	679,21	81,50	341,72



Rys. I.16. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego z chłodziw międzystopniowych sprężarki spalin w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W2 bloku oxy)



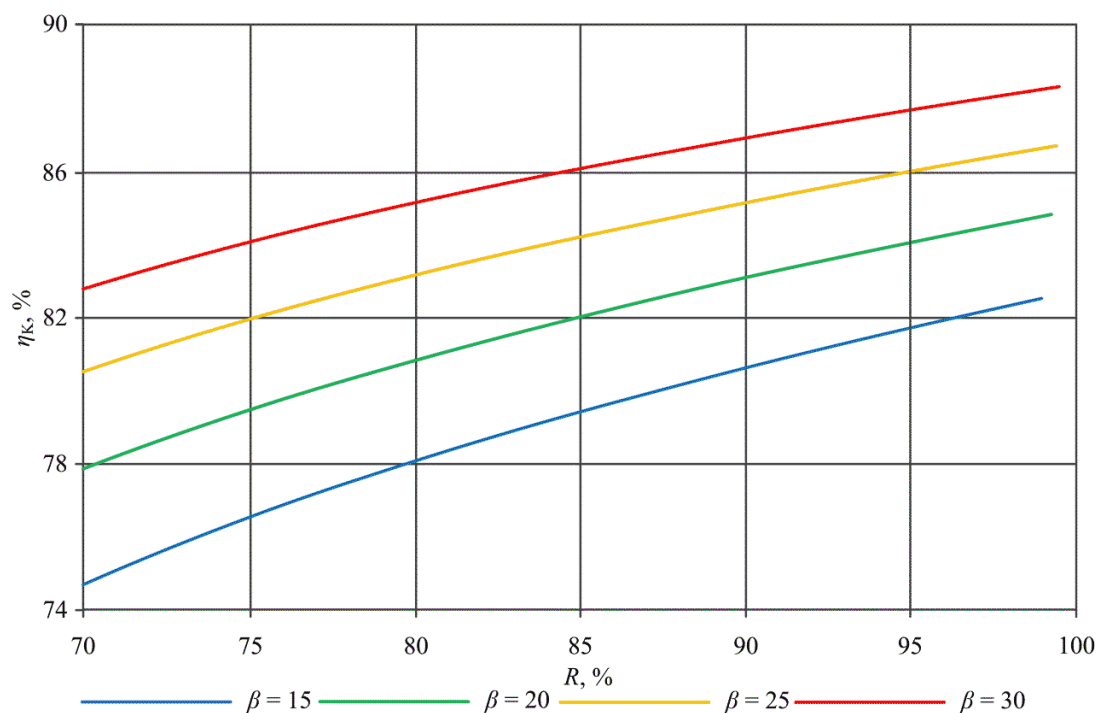
Rys. I.17. Moc netto organicznego obiegu Rankien'a (Wariant W2 bloku oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



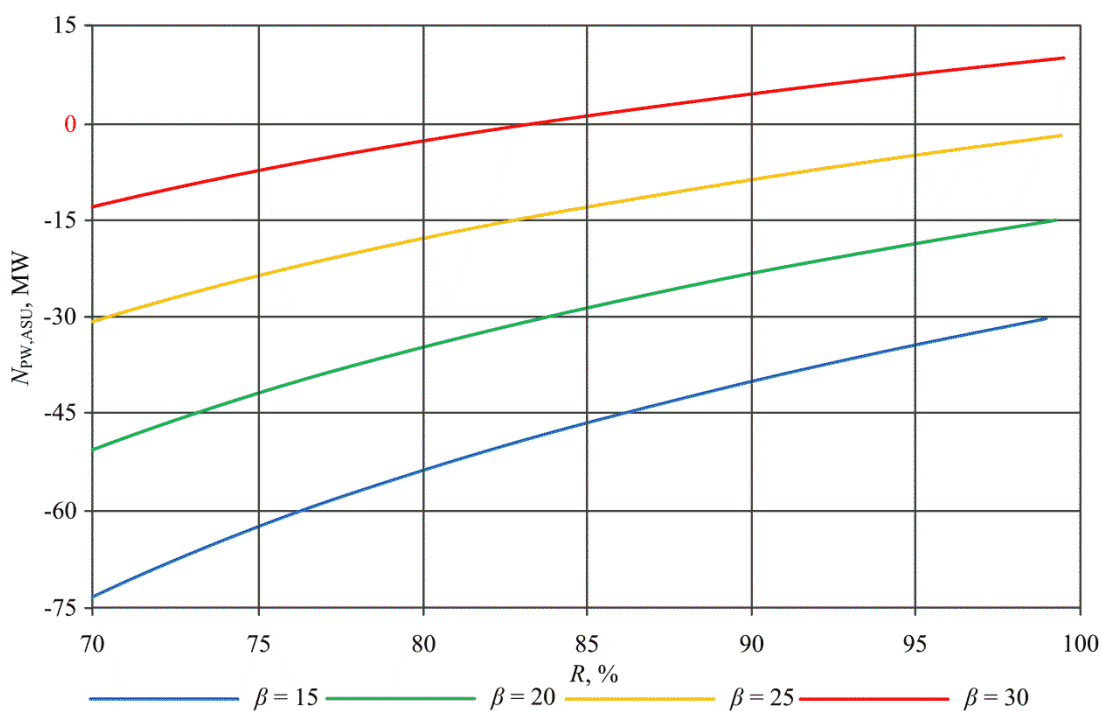
Rys. I.18. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W2 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych oraz układem ORC) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Załącznik J. Wyniki analizy termodynamicznej wariantu W3 bloku energetycznego typu oxy

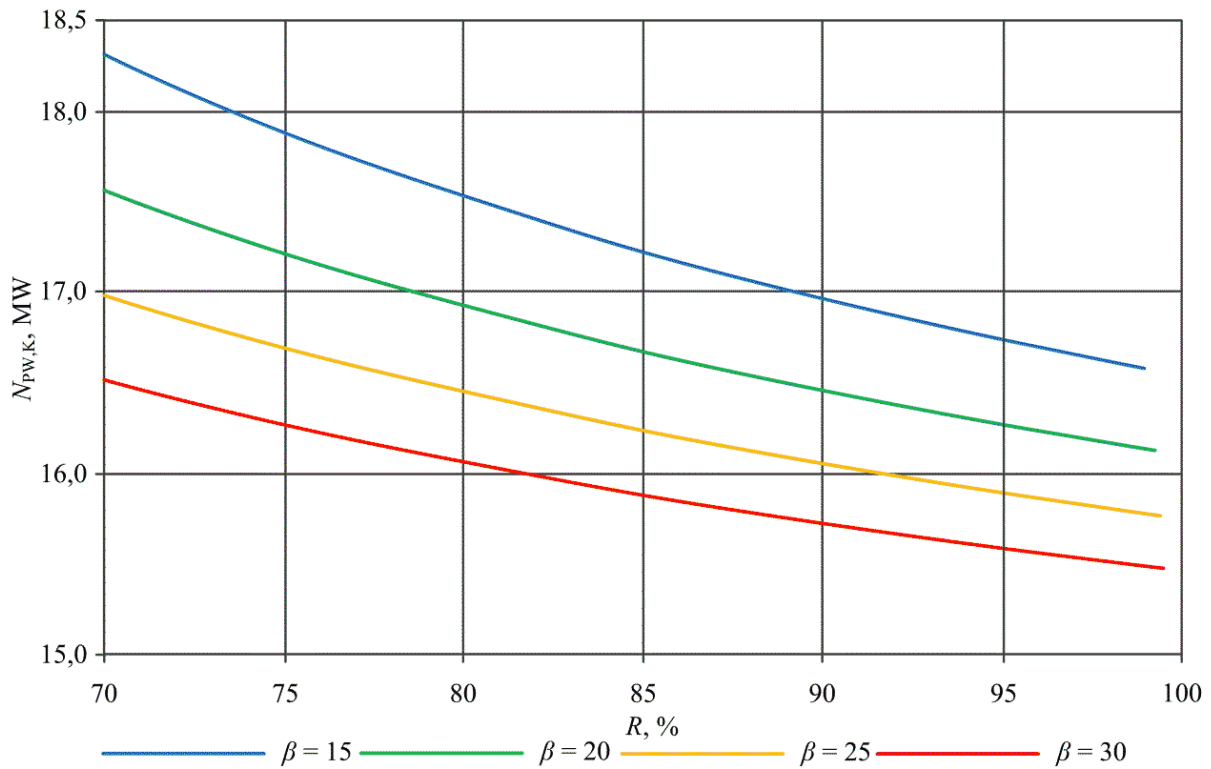
Blok energetyczny typu oxy bez odzysku ciepła ze spalin i retentatu



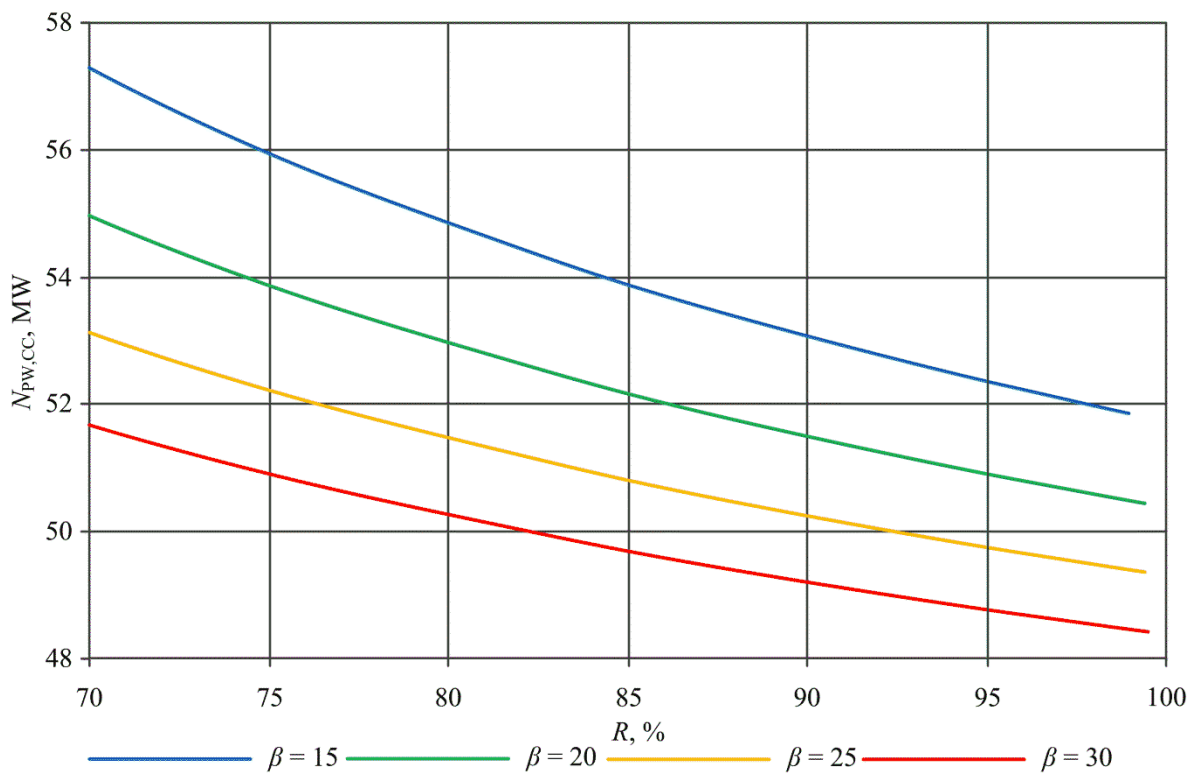
Rys. J.1. Sprawność kotła pyłowego (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



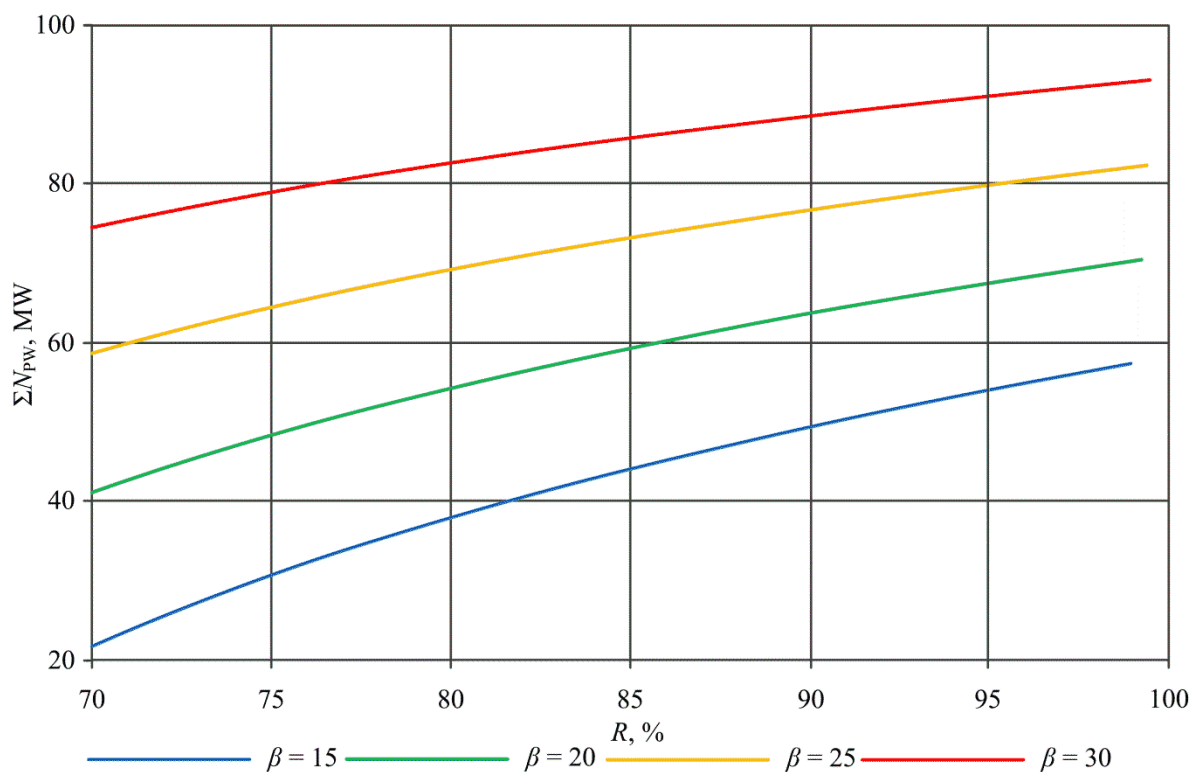
Rys. J.2. Moc potrzeb własnych tlenowni (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji odzysku tlenu



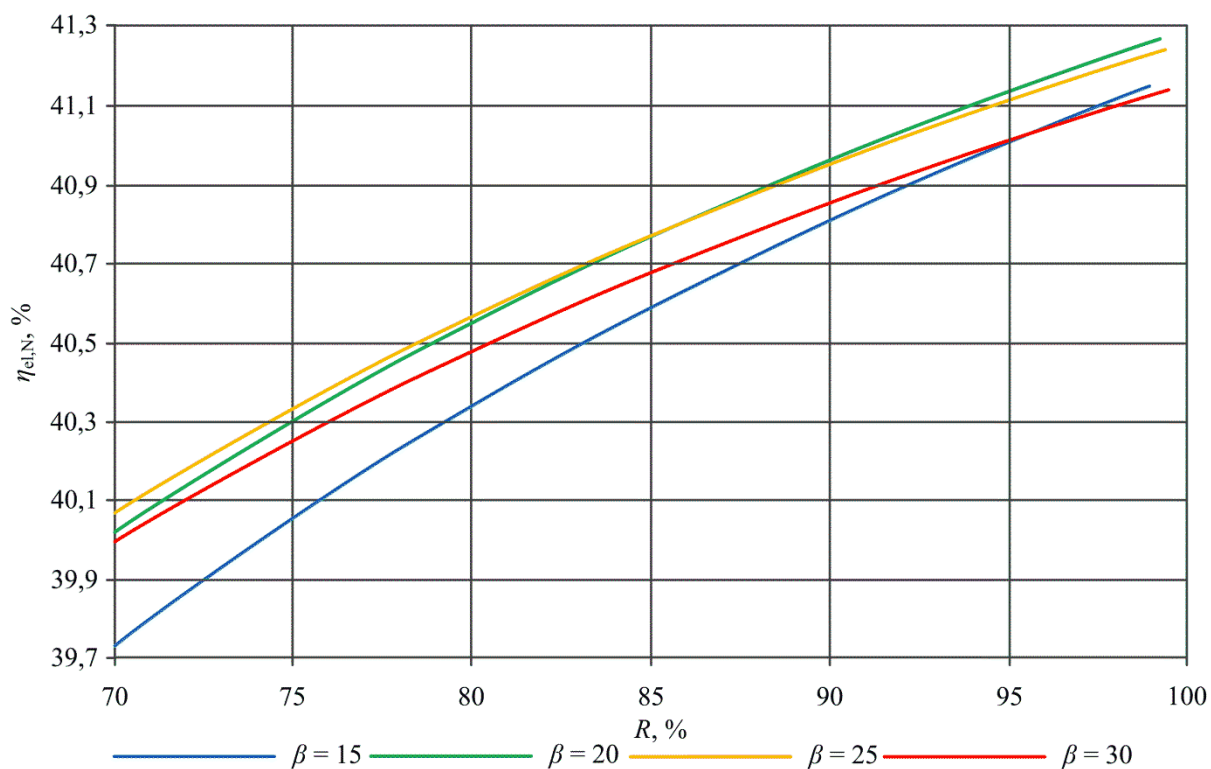
Rys. J.3. Moc potrzeb własnych kotła pyłowego typu oxy (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



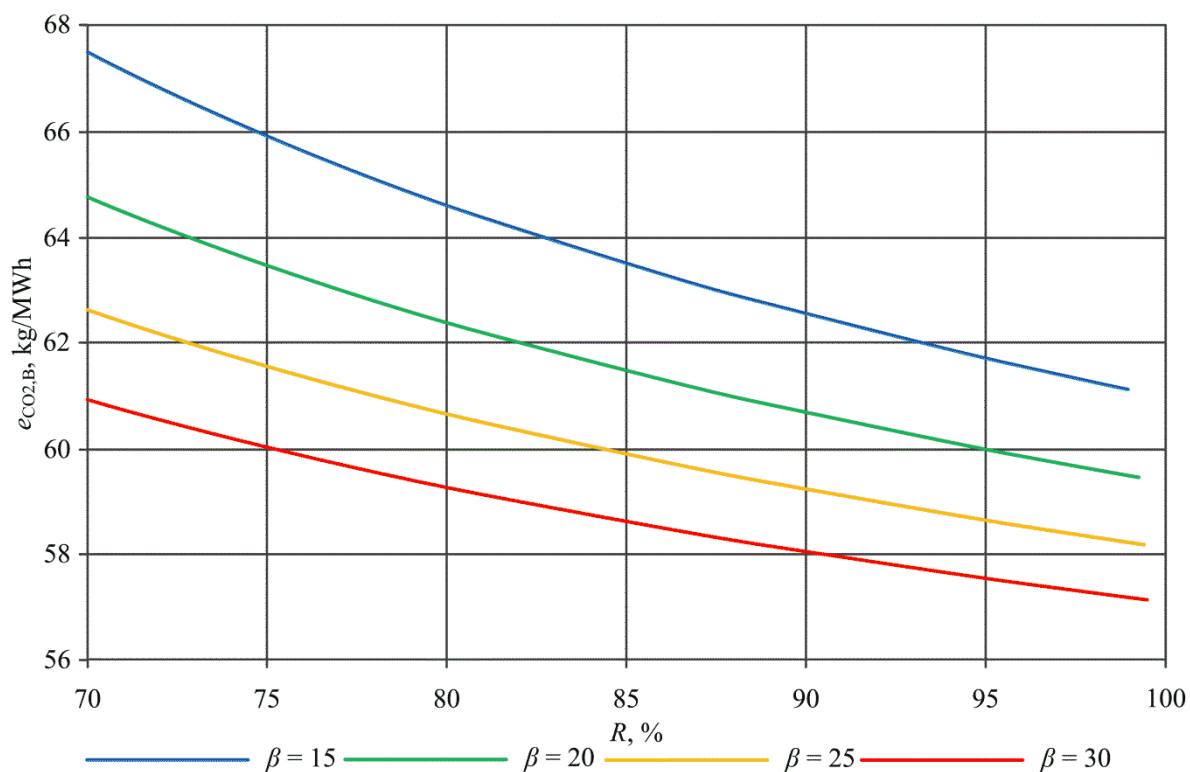
Rys. J.4. Moc potrzeb własnych instalacji oczyszczania i sprężania CO_2 (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



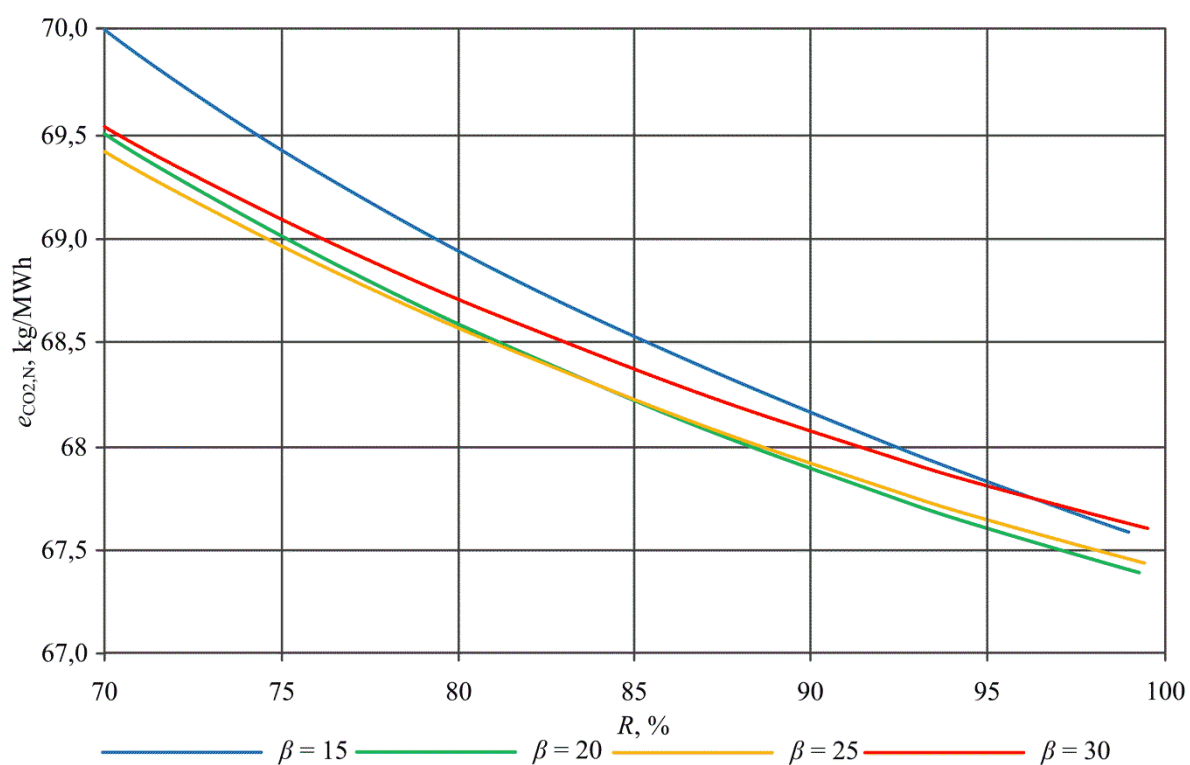
Rys. J.5. Moc potrzeb własnych wariantu W3 bloku typu oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu



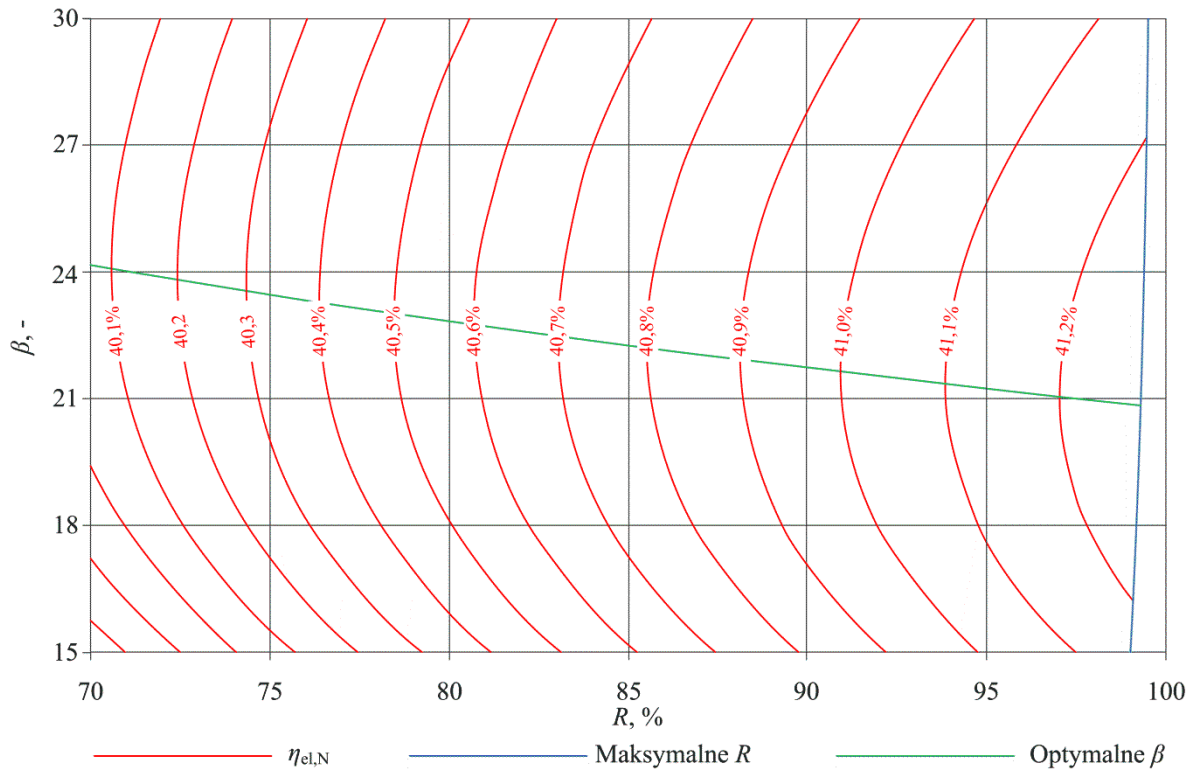
Rys. J.6. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W3 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. J.7. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej brutto wariantu W3 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu

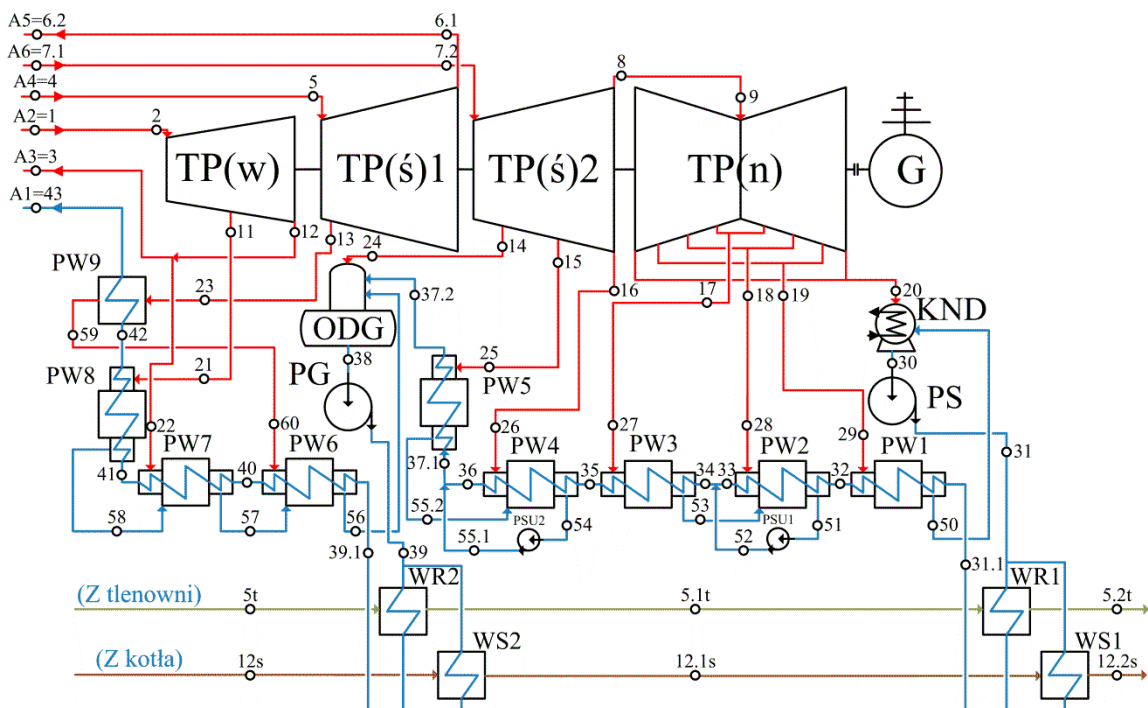


Rys. J.8. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W3 bloku oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. J.9. Izolinie sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W3 elektrowni oxy w funkcji stopnia odzysku tlenu oraz sprężu sprężarki powietrza

Blok energetyczny typu oxy z odzyskiem ciepła ze spalin i retentatu - zastąpienie wymienników regeneracyjnych w obiegu turbiny parowej



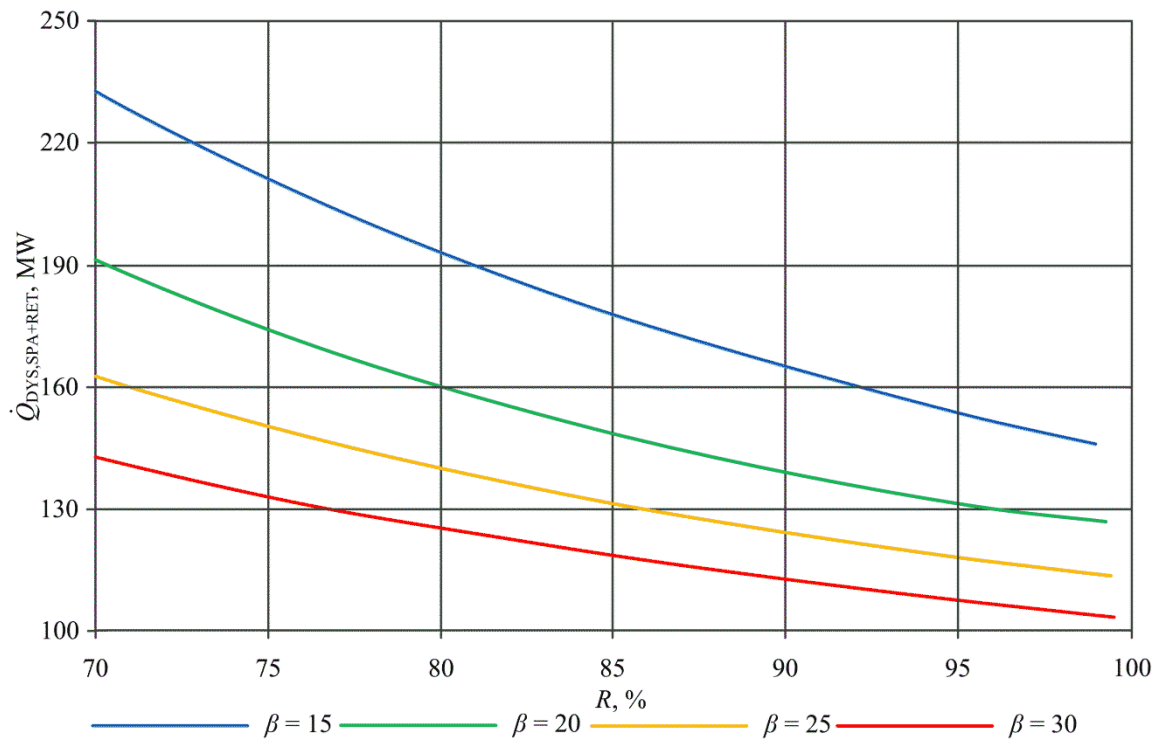
Rys. J.10. Schemat wariantu W3 układu turbiny parowej (Zastępowanie wymienników regeneracyjnych)

Tab. J.1. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W3 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 70%

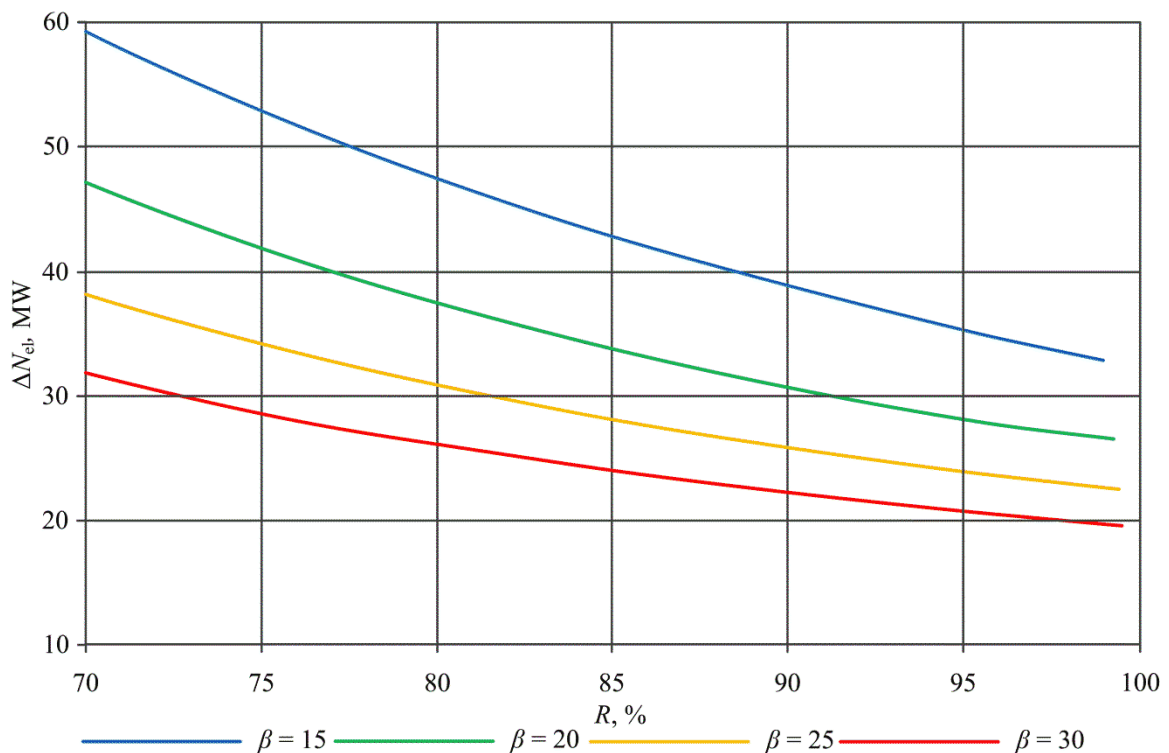
Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg	Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg
1	325,83	35800,00	704,90	3721,17	32	268,18	1700,00	170,00	719,70
2	325,83	35000,00	700,00	3711,88	33	268,18	1700,00	170,00	719,70
3	269,28	7922,09	442,26	3254,33	34	268,18	1700,00	170,00	719,70
4	269,28	7684,43	722,40	3938,10	35	268,18	1700,00	170,00	719,70
5	269,28	7500,00	720,00	3933,38	36	268,18	1700,00	170,00	719,70
6.1	269,28	1499,79	450,55	3365,81	37.1	268,18	1700,00	170,00	719,70
6.2	269,28	1478,79	450,42	3365,81	37.2	268,18	1700,00	170,00	719,70
7.1	269,28	1434,43	722,42	3973,12	38	325,83	1200,00	187,96	798,50
7.2	269,28	1400,00	720,00	3967,77	39	325,83	40834,17	195,60	851,59
8	268,18	491,18	541,86	3574,96	39.1	268,18	1700,00	170,00	719,70
9	268,18	488,72	541,85	3574,96	40	325,83	40629,98	245,64	1071,08
11	27,41	12785,48	516,73	3385,34	41	325,83	40426,83	290,90	1281,10
12	298,42	8034,57	442,94	3254,33	42	325,83	40224,70	325,00	1451,86
13	0,00	4004,43	605,62	3687,67	43	325,83	40224,70	324,99	1451,86
14	1,10	1225,00	695,28	3911,94	50	0,00	21,94	155,64	2793,04
15	0,00	790,66	617,30	3738,65	51	0,00	75,88	286,65	3048,33
16	0,00	491,18	541,86	3574,96	52	0,00	1700,00	307,78	3050,25
17	0,00	205,36	412,27	3302,38	53	0,00	201,26	412,24	3302,38
18	0,00	77,43	286,67	3048,33	54	0,00	481,35	541,81	3574,96
19	0,00	22,38	155,66	2793,04	55.1	0,00	1600,00	547,17	3576,28
20	268,18	4,00	28,96	2552,88	55.2	0,00	774,84	617,25	3738,65
21	27,41	12529,77	515,59	3385,34	56	56,55	3885,10	248,64	1111,76
22	29,14	7873,88	441,97	3254,33	57	56,55	7873,88	255,64	1112,96
23	0,00	3924,34	605,34	3687,67	58	27,41	12529,77	300,90	1345,42
24	1,10	1200,50	695,21	3911,94	59	0,00	3924,34	605,34	3687,67
25	0,00	774,84	617,30	3738,65	60	0,00	3885,10	605,34	3687,67
26	0,00	481,35	541,86	3574,96	5t	628,68	101,30	338,97	340,90
27	0,00	201,26	412,27	3302,38	5.1t	628,68	101,30	272,67	269,62
28	0,00	75,88	286,65	3048,33	5.2t	628,68	101,30	79,07	66,02
29	0,00	21,94	155,64	2793,04	12s	151,30	101,33	417,46	468,87
30	268,18	4,00	28,96	121,40	12.1s	151,30	101,33	272,67	288,08
31	268,18	1700,00	29,07	123,41	12.2s	151,30	101,33	79,07	66,57
31.1	325,83	40834,16	245,58	1070,87					

Tab. J.2. Parametry termodynamiczne w poszczególnych punktach wariantu W3 obiegu turbiny parowej z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych dla stopnia odzysku tlenu równego 90%

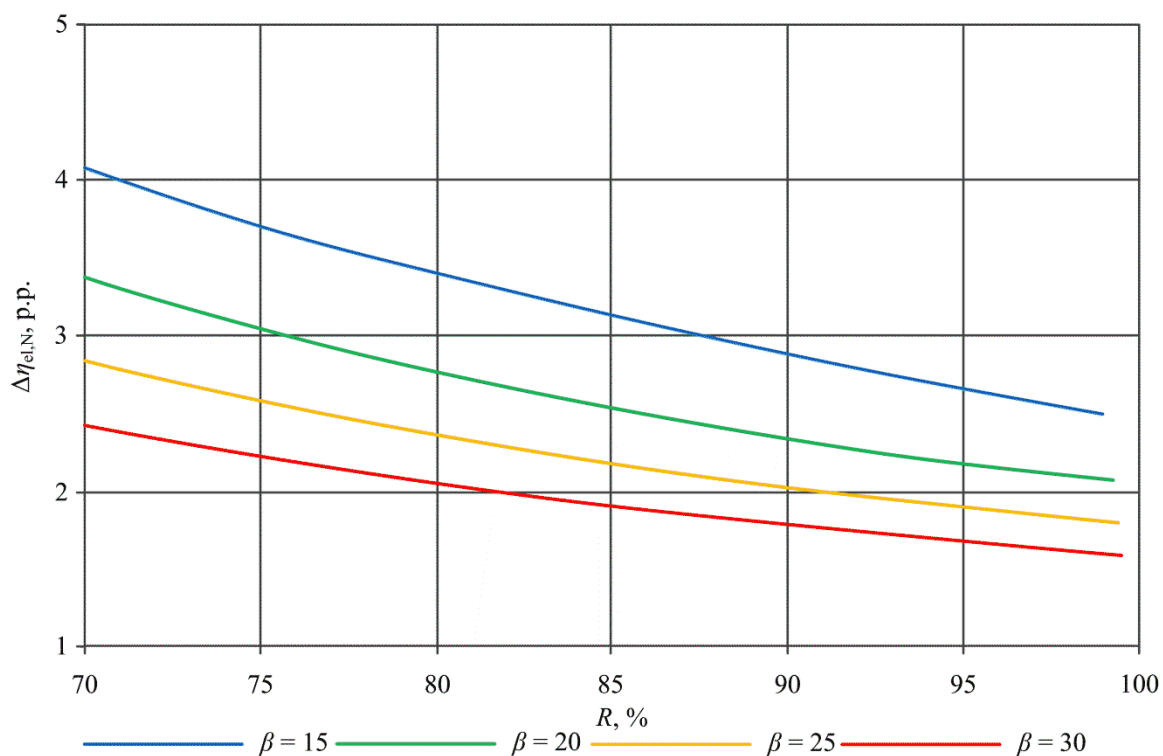
Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg	Pkt.	m, kg/s	p, kPa	t, °C (x,-)	h kJ/kg
1	333,30	35800,00	704,90	3721,17	32	252,75	1700,00	170,00	719,70
2	333,30	35000,00	700,00	3711,88	33	252,75	1700,00	170,00	719,70
3	275,48	7922,09	442,26	3254,33	34	252,75	1700,00	170,00	719,70
4	275,48	7684,43	722,40	3938,10	35	252,75	1700,00	170,00	719,70
5	275,48	7500,00	720,00	3933,38	36	252,75	1700,00	170,00	719,70
6.1	255,43	1499,79	450,55	3365,81	37.1	252,75	1700,00	170,00	719,70
6.2	255,43	1478,79	450,42	3365,81	37.2	252,75	1700,00	170,00	719,70
7.1	255,43	1434,43	722,42	3973,12	38	333,30	1200,00	187,96	798,50
7.2	255,43	1400,00	720,00	3967,77	39	333,30	41039,37	195,64	851,86
8	252,75	491,18	541,86	3574,96	39.1	252,75	1700,00	170,00	719,70
9	252,75	488,72	541,85	3574,96	40	333,30	40834,17	245,64	1071,14
11	28,02	12785,48	516,73	3385,34	41	333,30	40630,00	290,90	1281,08
12	305,28	8034,57	442,94	3254,33	42	333,30	40426,85	325,00	1451,71
13	20,05	4004,43	605,62	3687,67	43	333,30	40224,72	332,23	1490,13
14	2,68	1225,00	695,28	3911,94	50	0,00	21,94	155,64	2793,04
15	0,00	790,66	617,30	3738,65	51	0,00	75,88	286,65	3048,33
16	0,00	491,18	541,86	3574,96	52	0,00	1700,00	307,78	3050,25
17	0,00	205,36	412,27	3302,38	53	0,00	201,26	412,24	3302,38
18	0,00	77,43	286,67	3048,33	54	0,00	481,35	541,81	3574,96
19	0,00	22,38	155,66	2793,04	55.1	0,00	1600,00	547,17	3576,28
20	252,75	4,00	28,96	2552,88	55.2	0,00	774,84	617,25	3738,65
21	28,02	12529,77	515,59	3385,34	56	77,87	3885,10	220,68	947,21
22	29,80	7873,88	441,97	3254,33	57	57,82	7873,88	255,64	1112,96
23	20,05	3924,34	605,34	3687,67	58	28,02	12529,77	300,90	1345,42
24	2,68	1200,50	695,21	3911,94	59	20,05	3924,34	330,56	3045,92
25	0,00	774,84	617,30	3738,65	60	20,05	3885,10	330,16	3045,92
26	0,00	481,35	541,86	3574,96	5t	428,13	101,30	337,79	341,42
27	0,00	201,26	412,27	3302,38	5.1t	428,13	101,30	325,65	328,24
28	0,00	75,88	286,65	3048,33	5.2t	428,13	101,30	79,07	66,45
29	0,00	21,94	155,64	2793,04	12s	140,19	101,33	417,42	468,82
30	252,75	4,00	28,96	121,40	12.1s	140,19	101,33	325,65	352,89
31	252,75	1700,00	29,07	123,41	12.2s	140,19	101,33	79,07	66,57
31.1	333,30	41039,37	210,68	916,90					



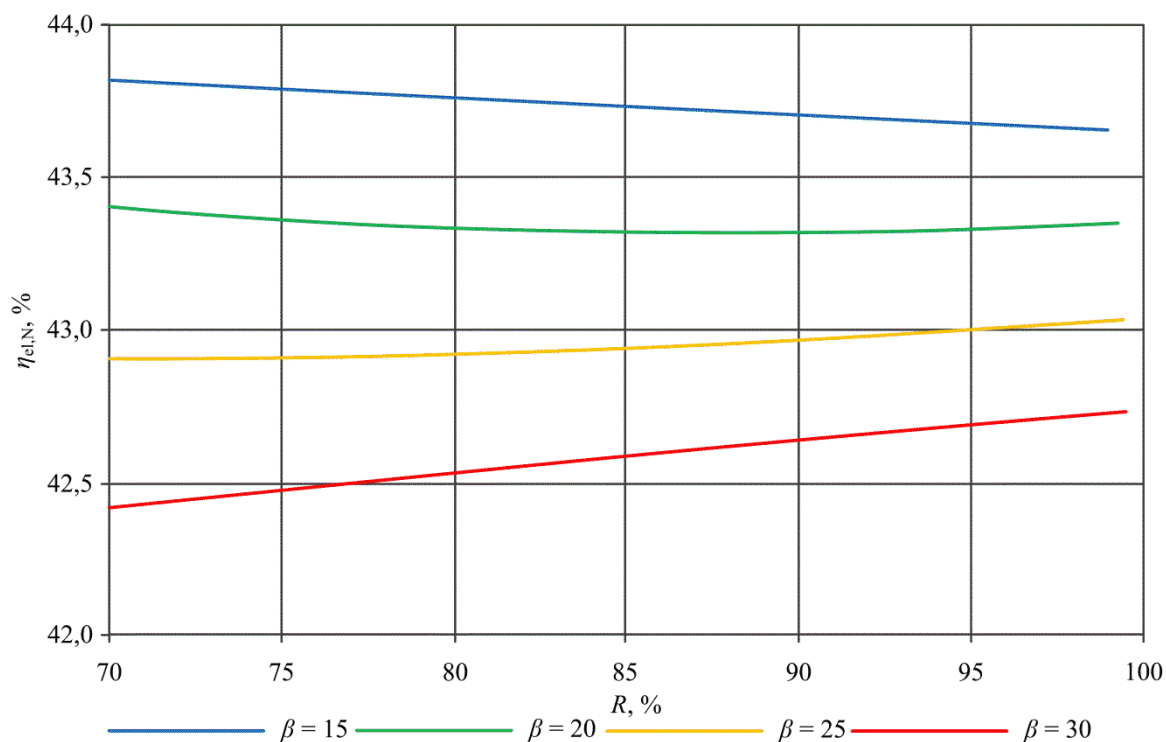
Rys. J.11. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego ze spalin oraz gazu pozostałego po separacji tlenu w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W3 bloku oxy)



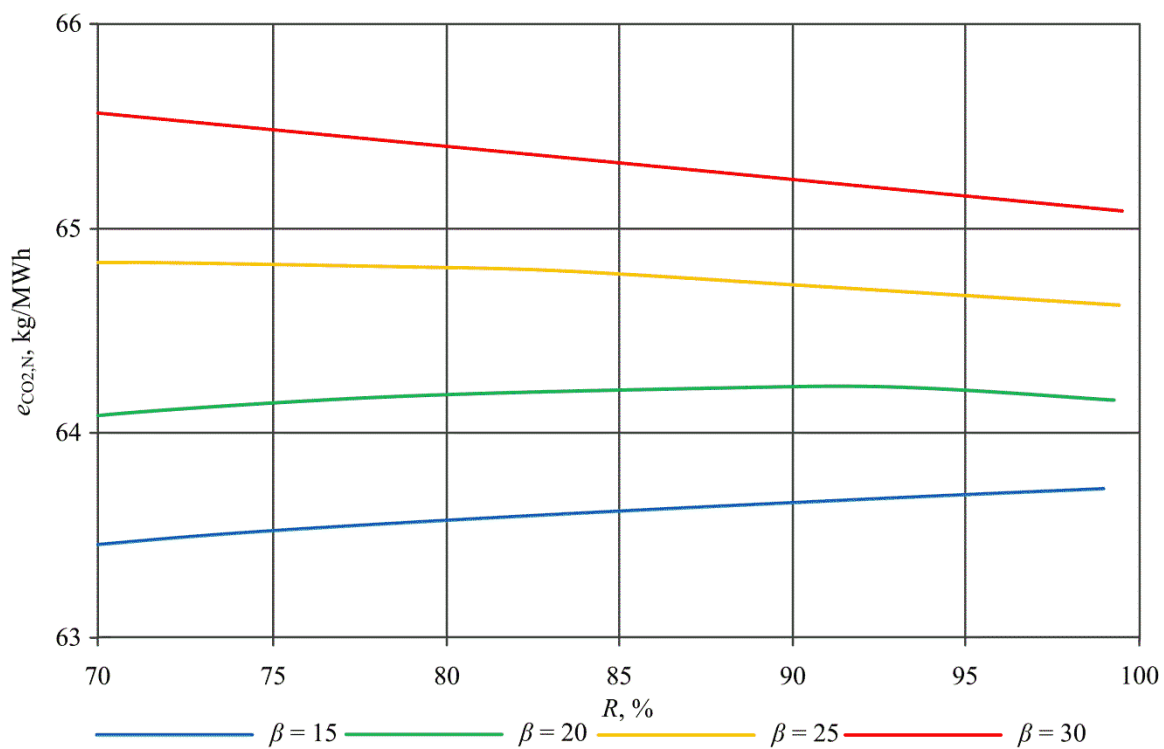
Rys. J.12. Przyrost energii elektrycznej wariantu W3 obiegu turbiny parowej (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. J.13. Przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto wariantu W3 bloku oxy (uzyskany poprzez zastąpienie wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. J.14. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto dla wariantu W3 elektrowni oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu

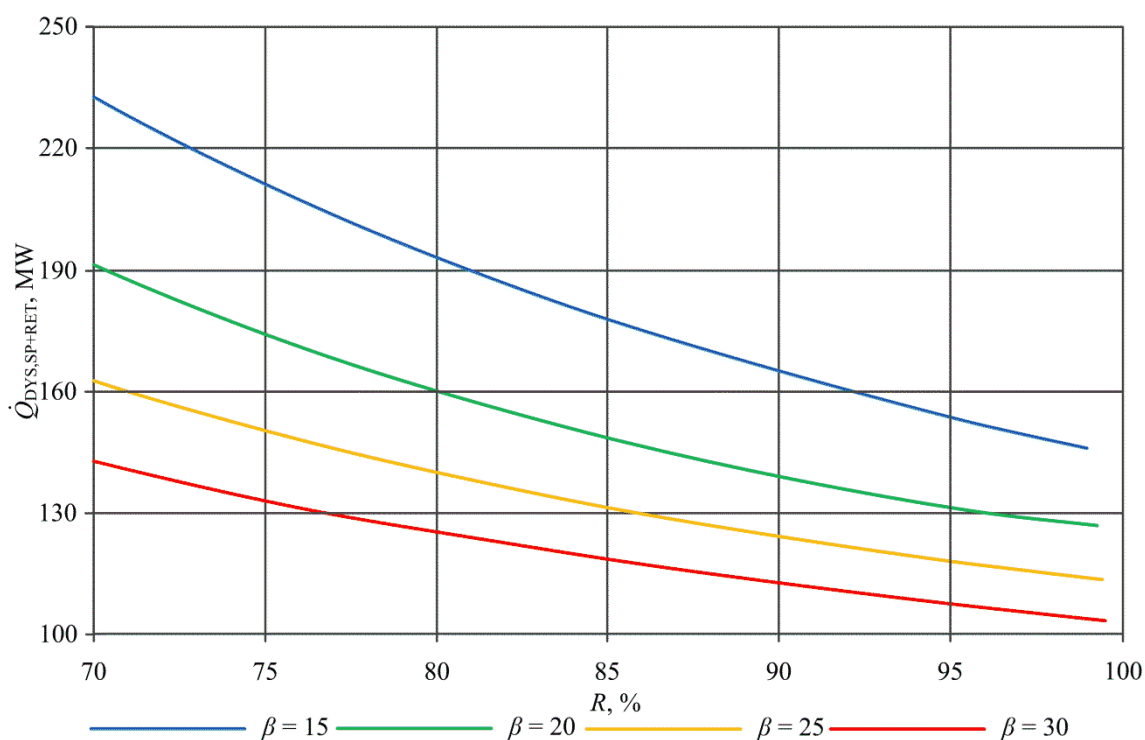


Rys. J.15. Jednostkowa emisja CO₂ względem mocy elektrycznej netto wariantu W3 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych) w funkcji stopnia odzysku tlenu

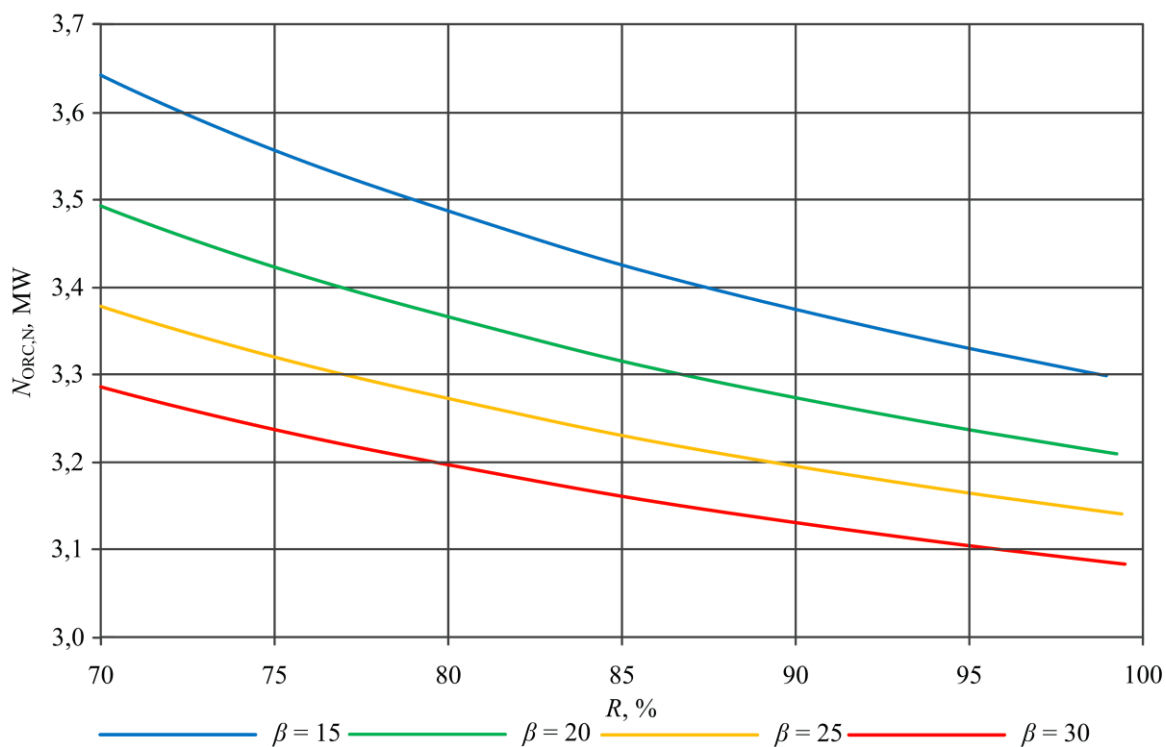
**Blok energetyczny typu oxy z odzyskiem ciepła ze spalin i retentatu -
zastosowanie organicznego obiegu Rankien`a oraz zastąpienie
wymienników regeneracyjnych w obiegu turbiny parowej**

Tab. J.3. Parametry termodynamiczne etanolu oraz wody w charakterystycznych punktach układu ORC dla wariantu W3 bloku oxy

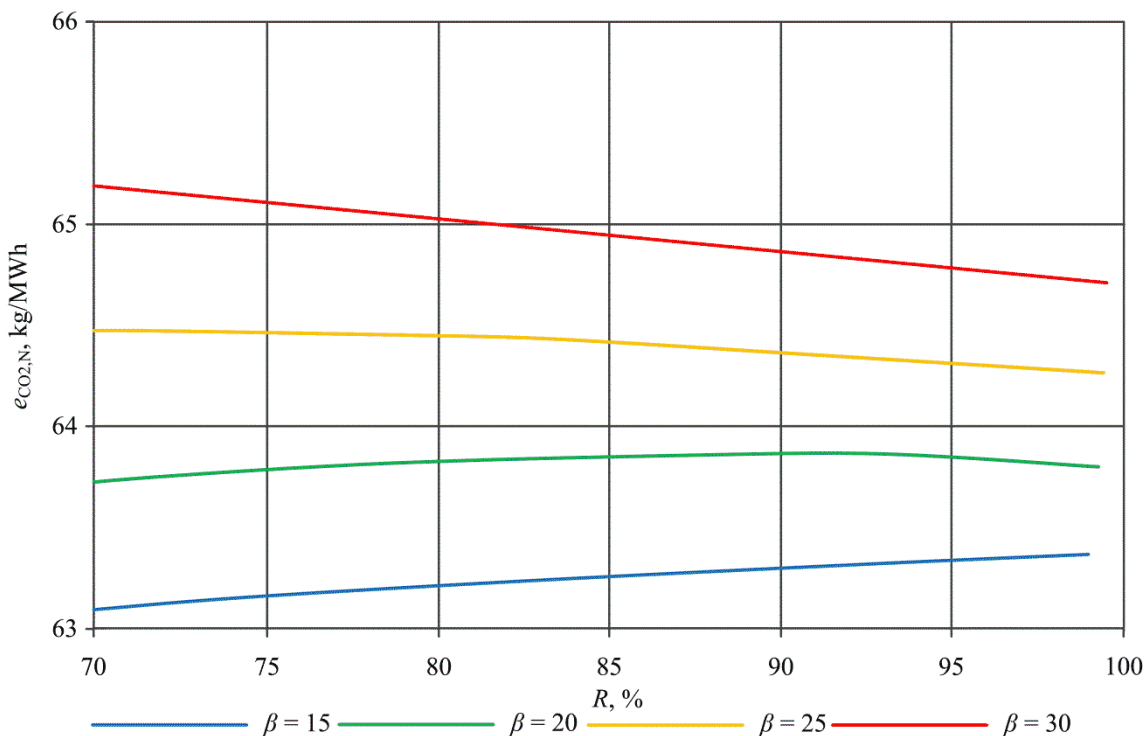
R	60%				90%				
	Punkt	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg	\dot{m} , kg/s	p , kPa	t , °C	h , kJ/kg
1o		37,61	106,61	79,53 (1,00)	1266,26	34,84	106,61	79,53 (1,00)	1266,26
2o		37,61	9,96	28,96 (0,97)	1159,73	34,84	9,96	28,96 (0,97)	1159,73
3o		37,61	9,96	28,96	270,80	34,84	9,96	28,96	270,80
4o		37,61	113,35	28,99	270,97	34,84	113,35	28,99	270,97
5o		37,61	112,22	74,53	402,63	34,84	112,22	74,53	402,63
1w		146,67	679,11	32,00	134,72	135,90	679,11	32,00	134,72
2w		146,67	700,00	32,00	134,74	135,90	700,00	32,00	134,74
3w		36,39	700,00	32,00	134,74	33,72	700,00	32,00	134,74
4w		41,11	700,00	32,00	134,74	38,09	700,00	32,00	134,74
5w		69,19	700,00	32,00	134,74	64,11	700,00	32,00	134,74
6w		36,39	693,00	151,70	639,72	33,72	693,00	151,70	639,72
7w		41,11	693,00	150,10	632,82	38,09	693,00	150,10	632,82
8w		74,88	693,00	131,50	553,07	65,26	693,00	131,50	553,07
9w		158,73	693,00	141,75	596,91	138,34	693,00	141,75	596,91
10w		158,73	679,21	81,50	341,72	138,34	679,21	81,50	341,72



Rys. J.16. Strumień ciepła dyspozycyjnego pochodzącego z chłodnic międzystopniowych sprężarki spalin w funkcji stopnia odzysku tlenu (Wariant W3 bloku oxy)

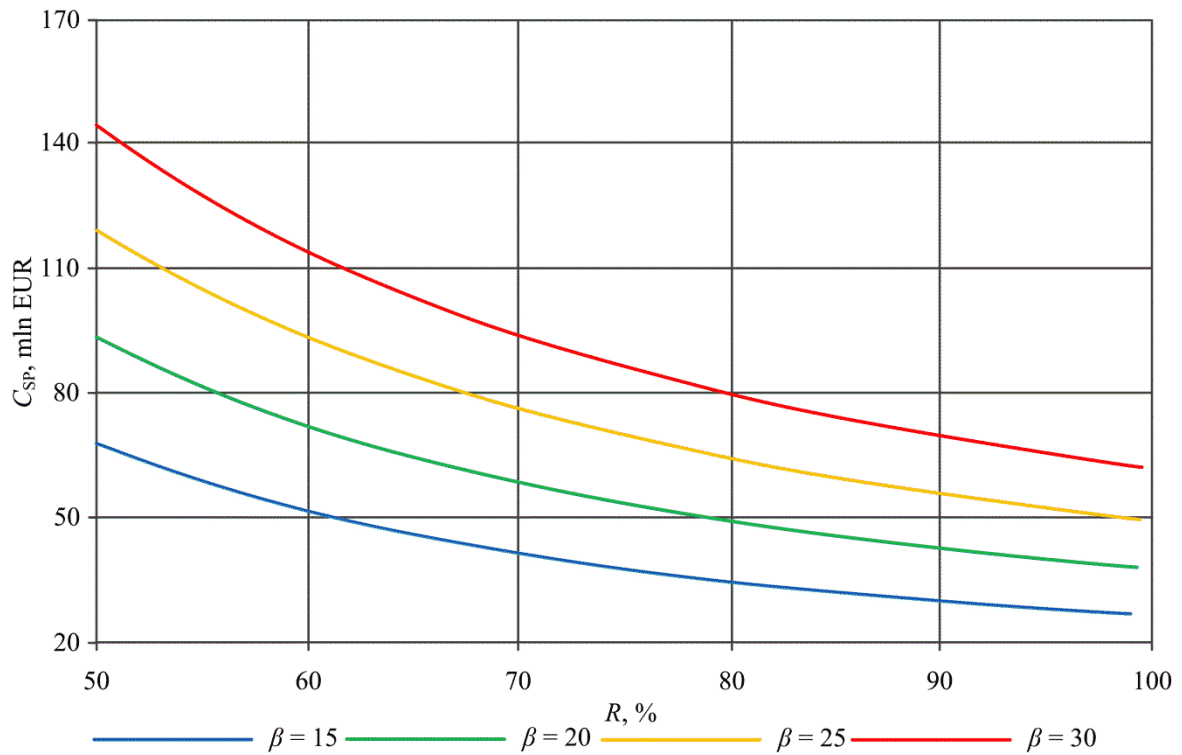


Rys. J.17. Moc netto organicznego obiegu Rankien`a (Wariant W3 bloku oxy)w funkcji stopnia odzysku tlenu

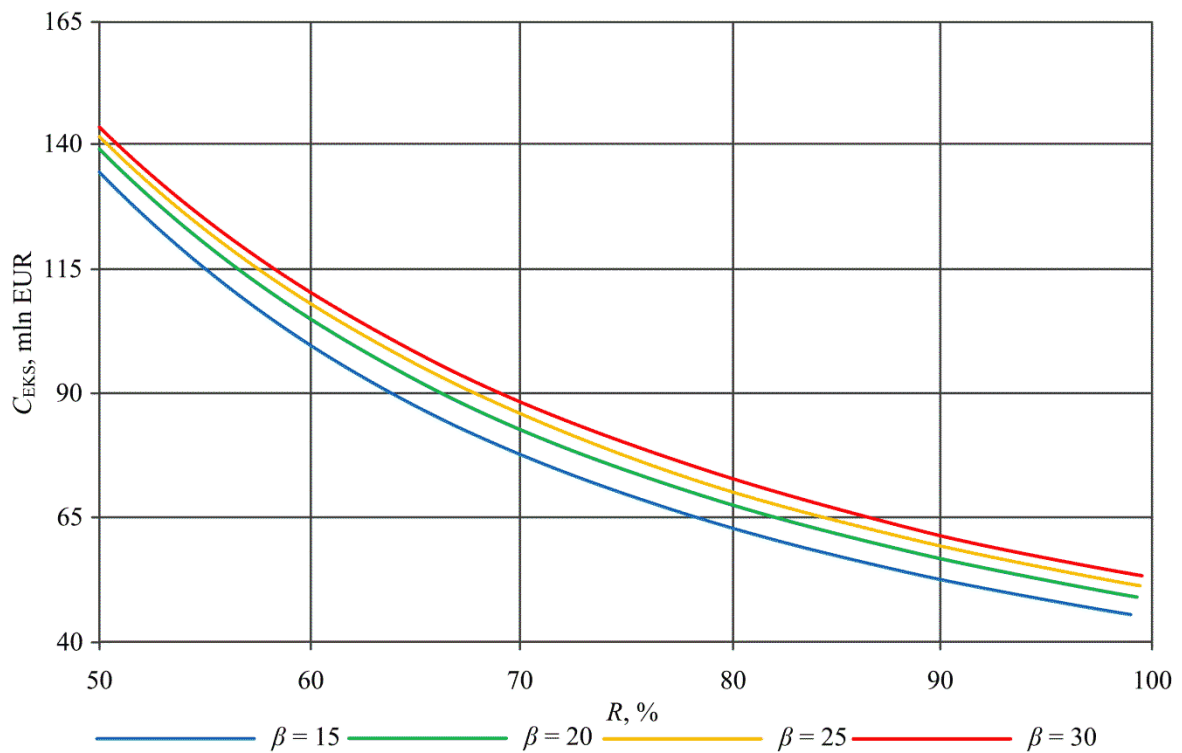


Rys. J.18. Jednostkowa emisja CO_2 względem mocy elektrycznej netto wariantu W3 bloku oxy (z zastąpieniem wymienników regeneracyjnych oraz układem ORC) w funkcji stopnia odzysku tlenu

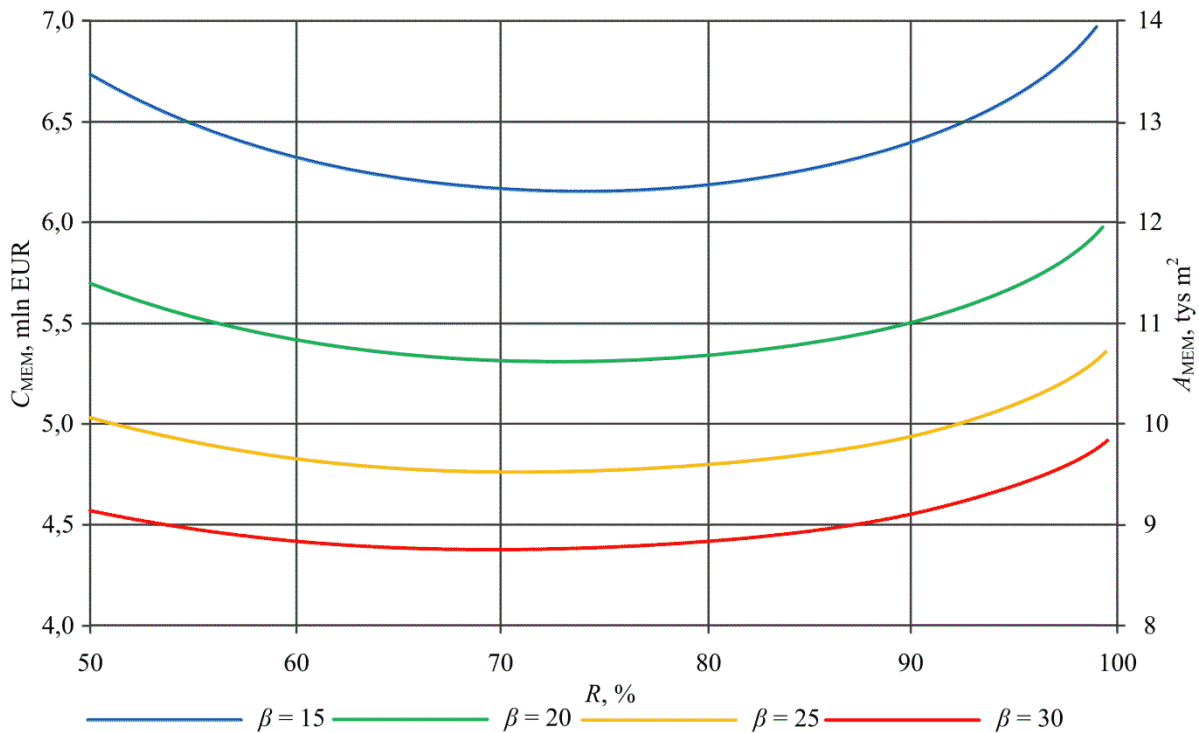
Załącznik K. Wyniki analizy ekonomicznej wariantu W2 bloku energetycznego typu oxy



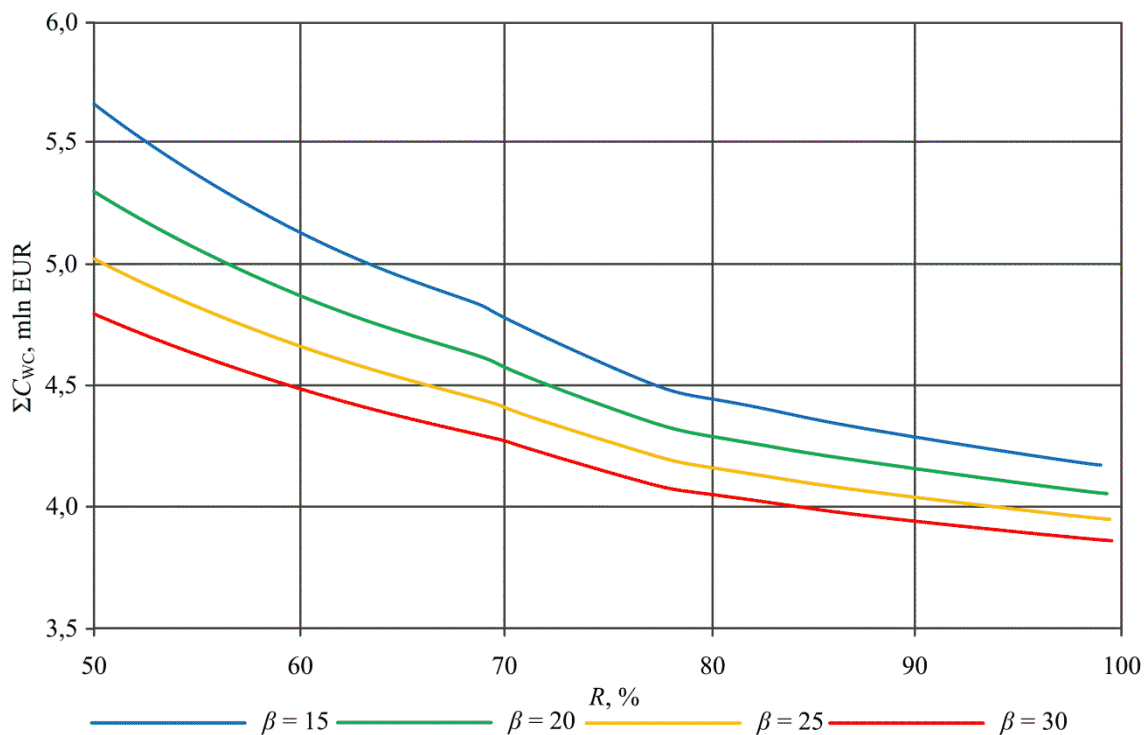
Rys. K.1. Koszt zakupu sprężarki powietrza (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



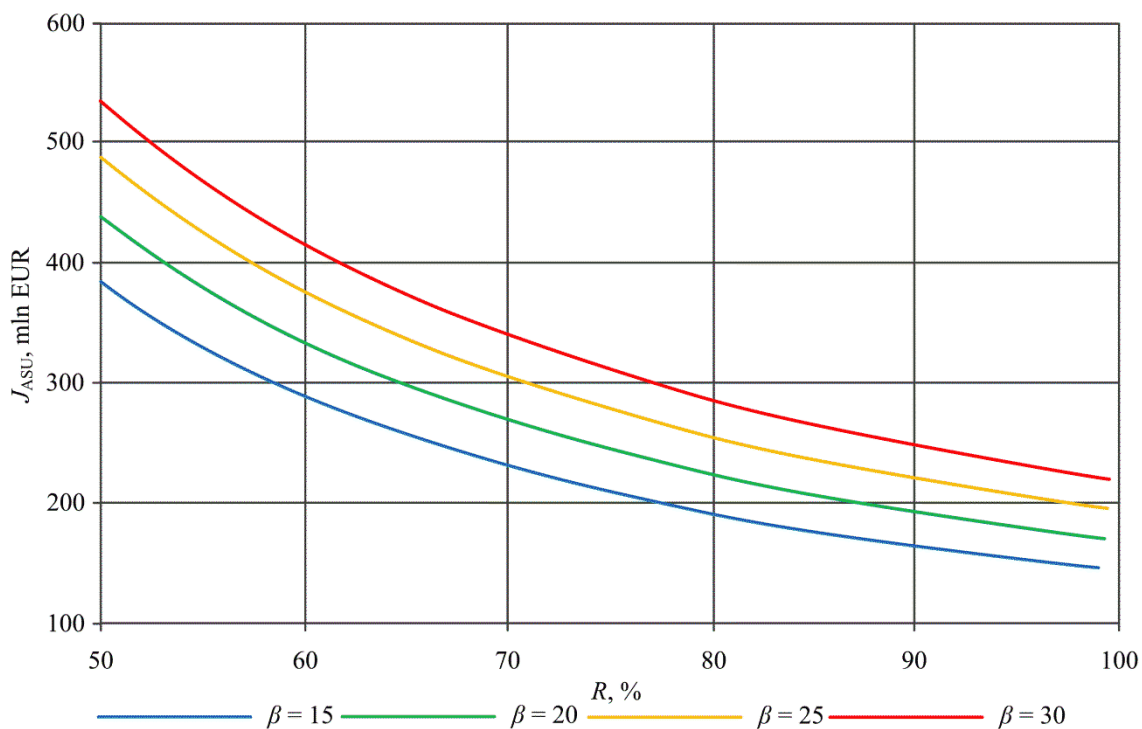
Rys. K.2. Koszt zakupu ekspandera (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



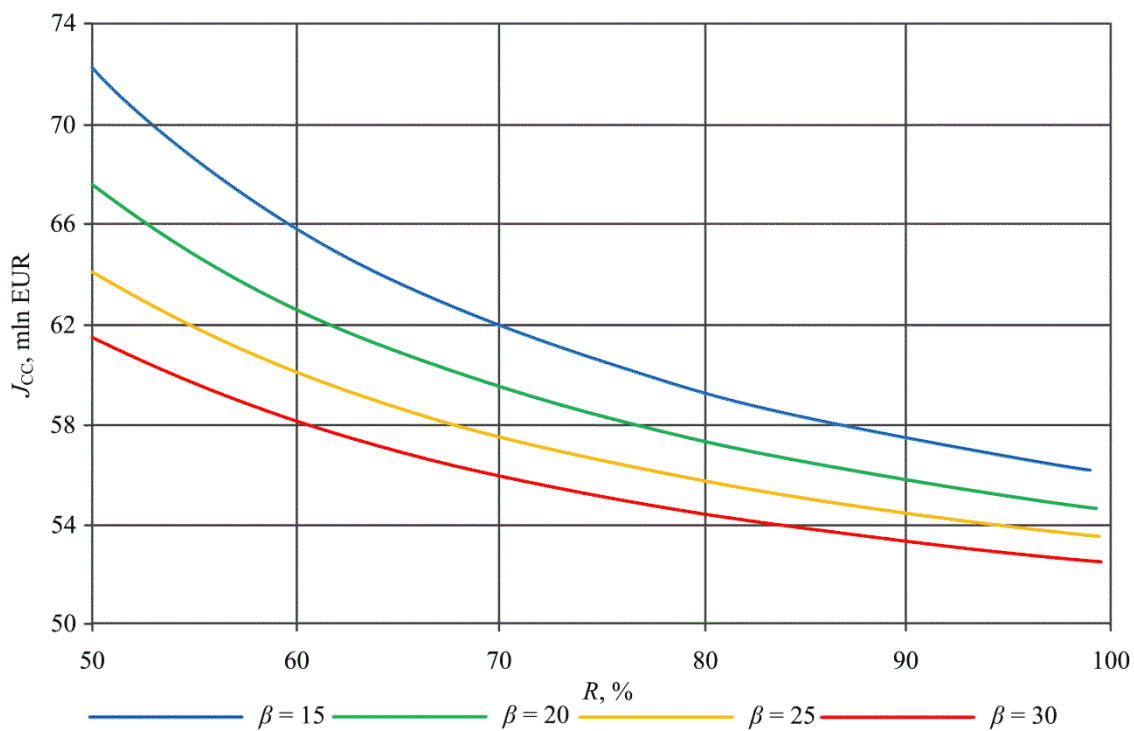
Rys. K.3. Koszt zakupu wysokotemperaturowej membrany separacyjnej oraz powierzchnia tej membrany (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



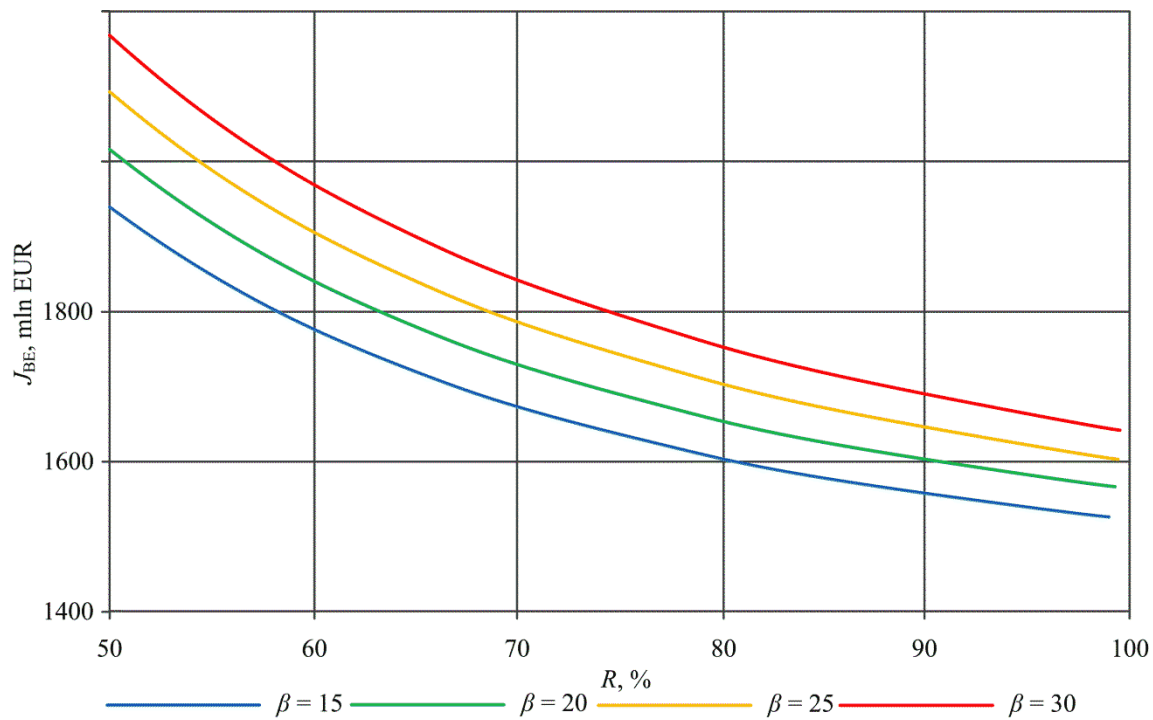
Rys. K.4. Koszt zakupu wymienników ciepła PSP1, PSP2 i PPO (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



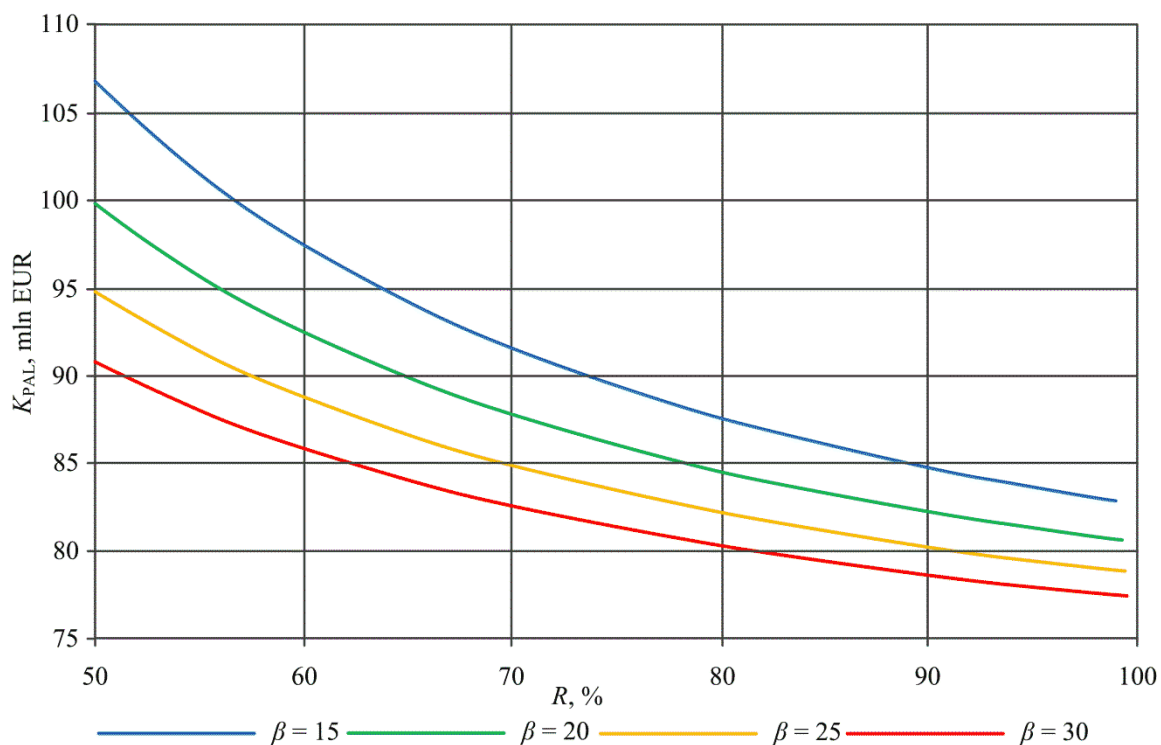
Rys. K.5. Nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



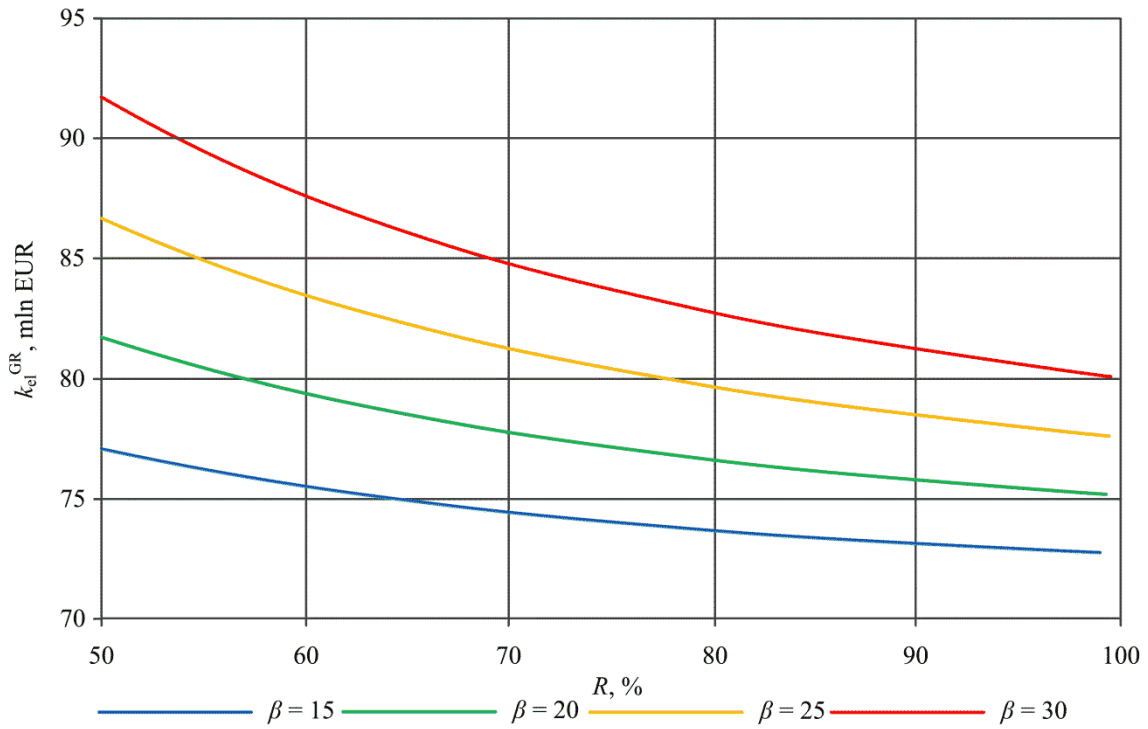
Rys. K.6. Nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO_2 (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



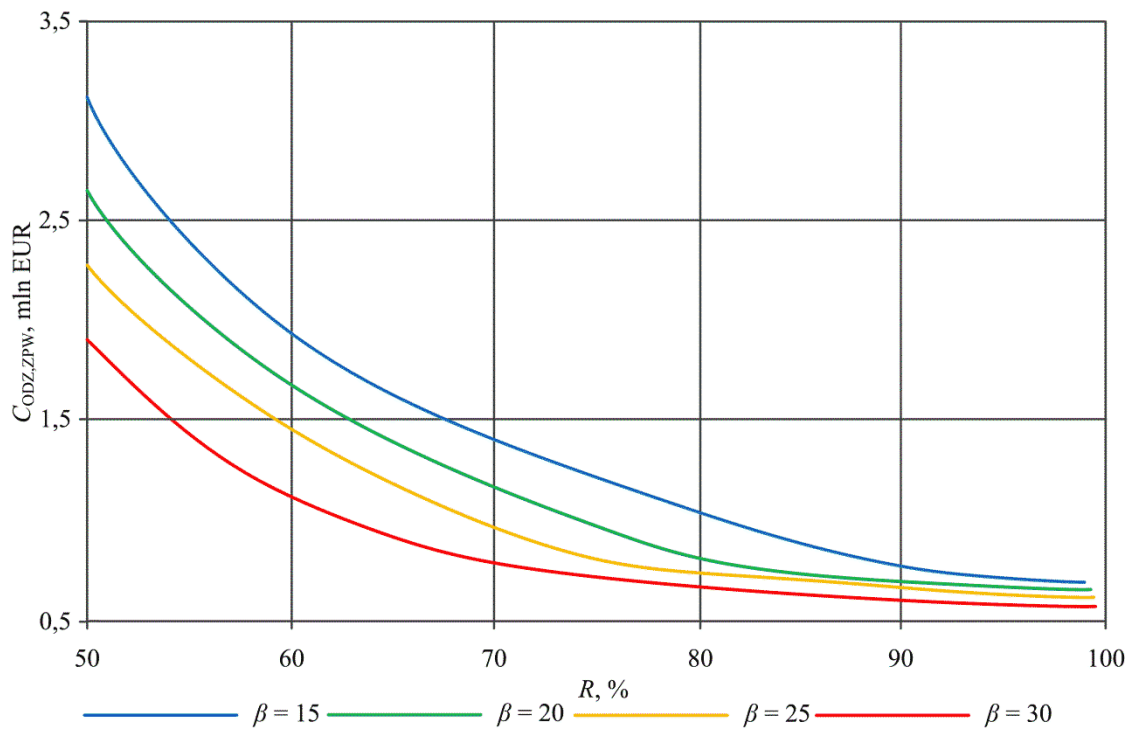
Rys. K.7. Nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni typu oxy (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



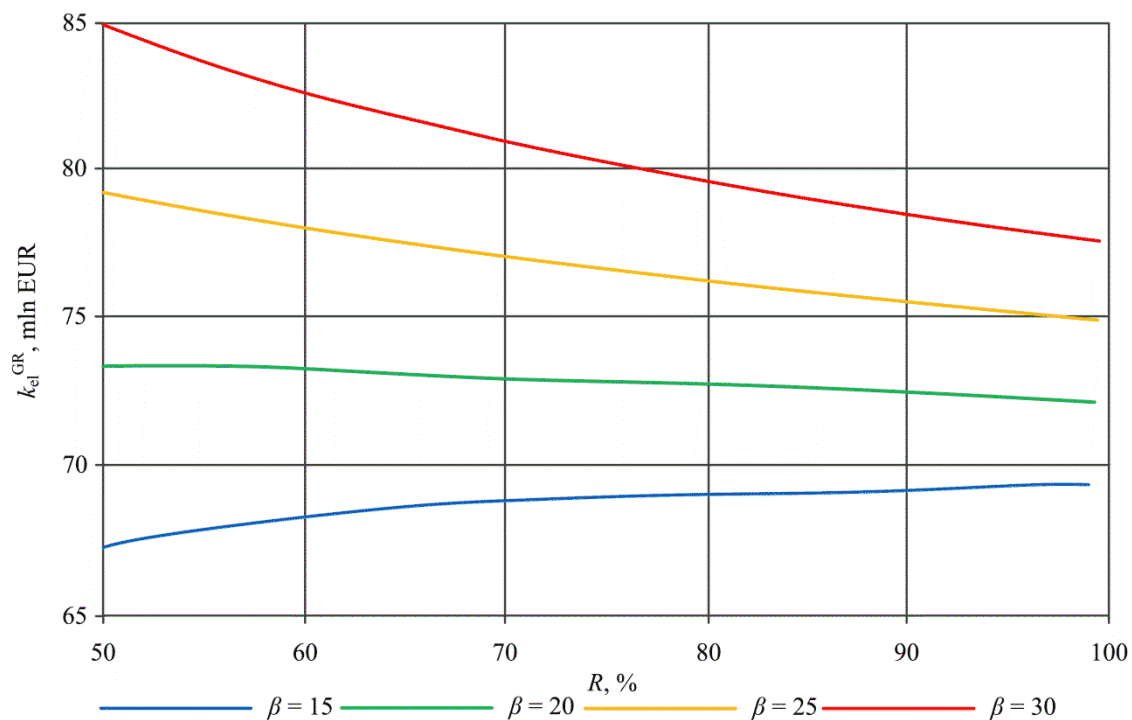
Rys. K.8. Koszty paliwowe (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



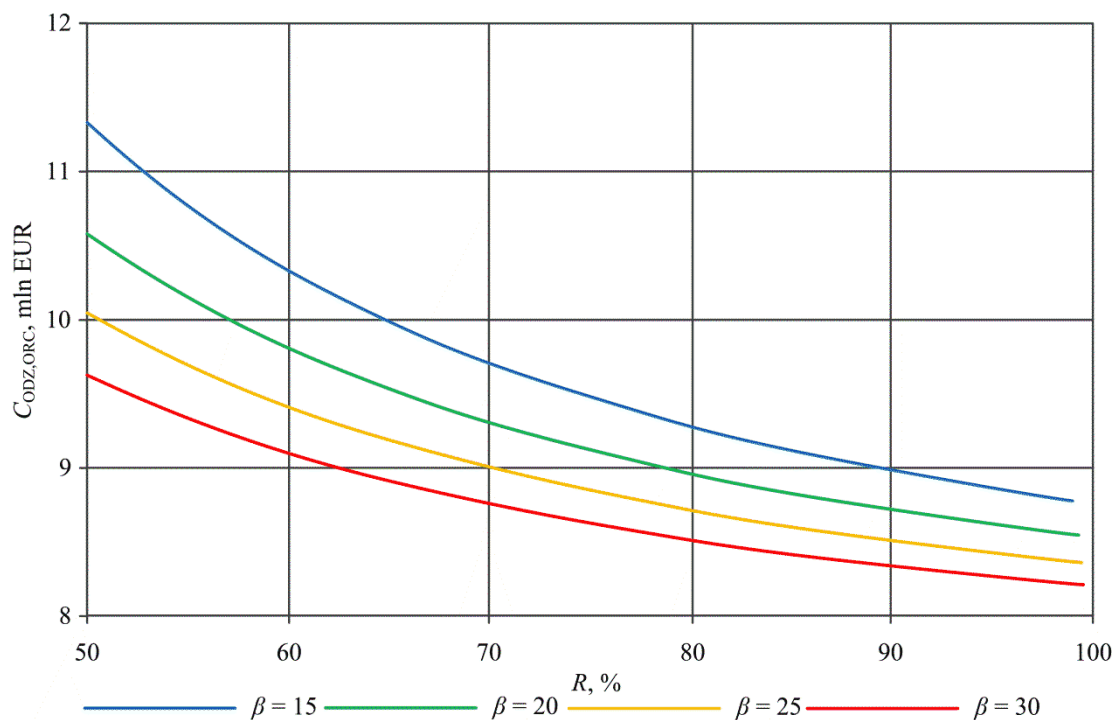
Rys. K.9. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. K.10. Koszt zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

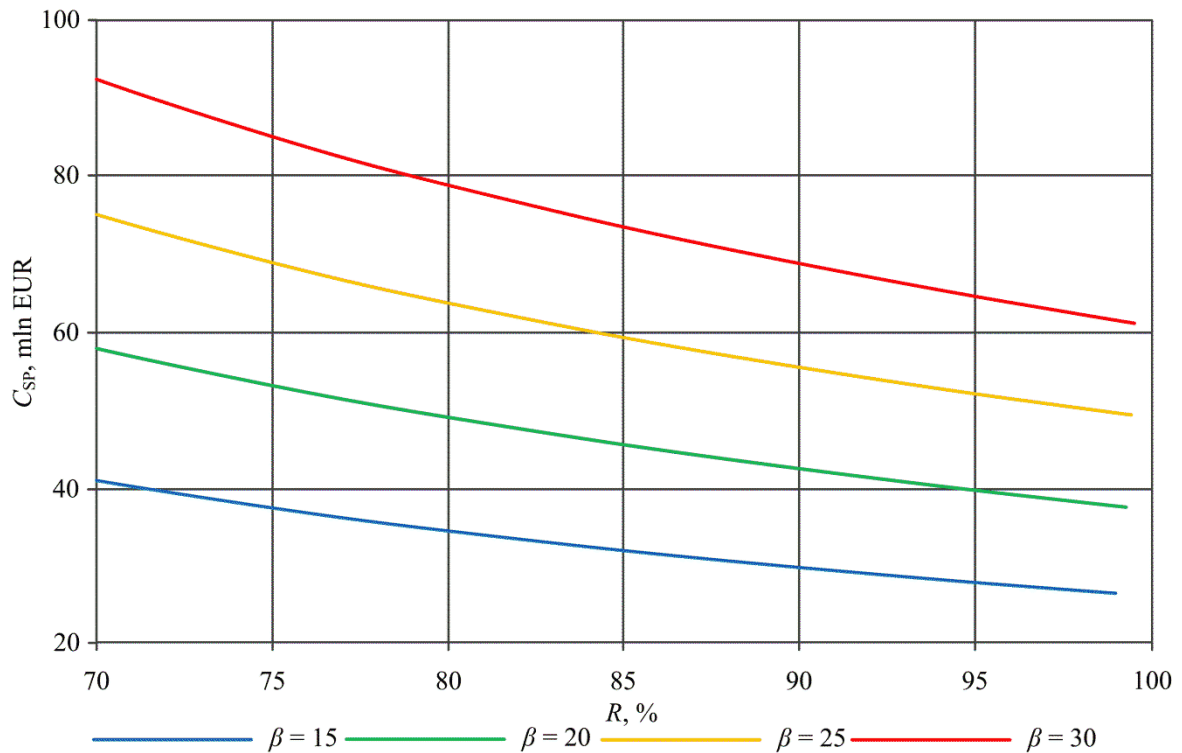


Rys. K.11. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W2 elektrowni oxy zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW) w funkcji stopnia odzysku tlenu

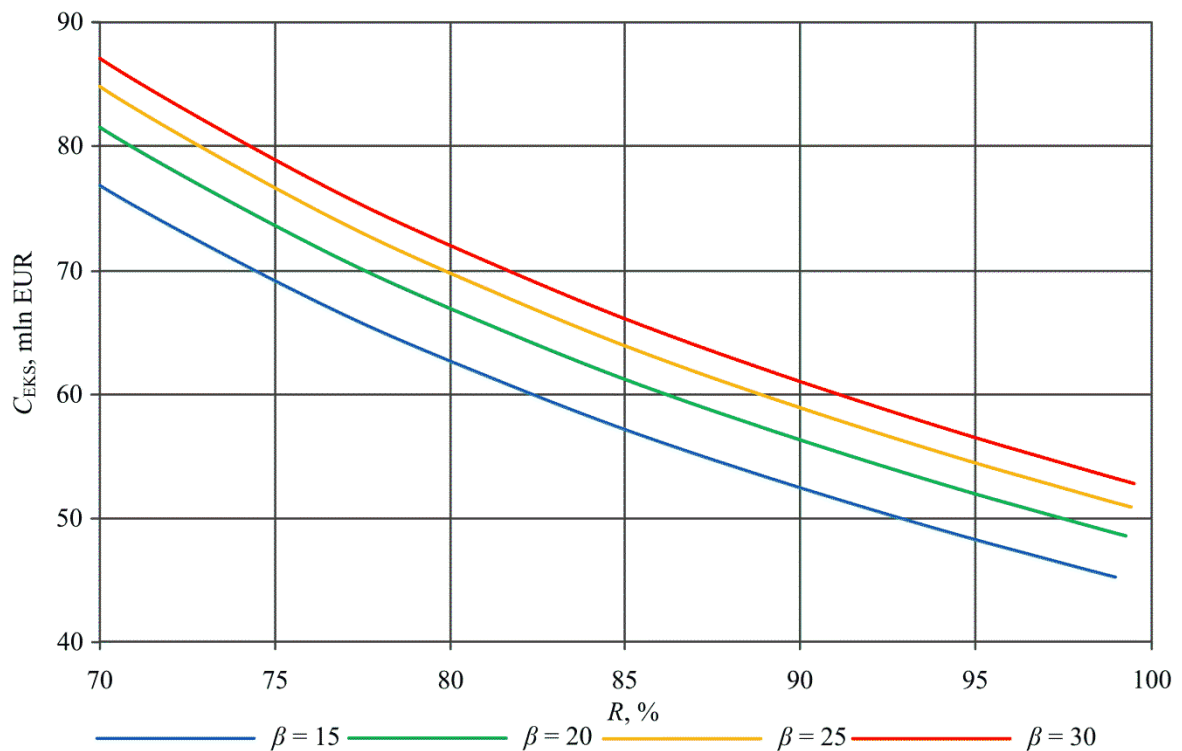


Rys. K.12. Koszt układu ORC (Wariant W2 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

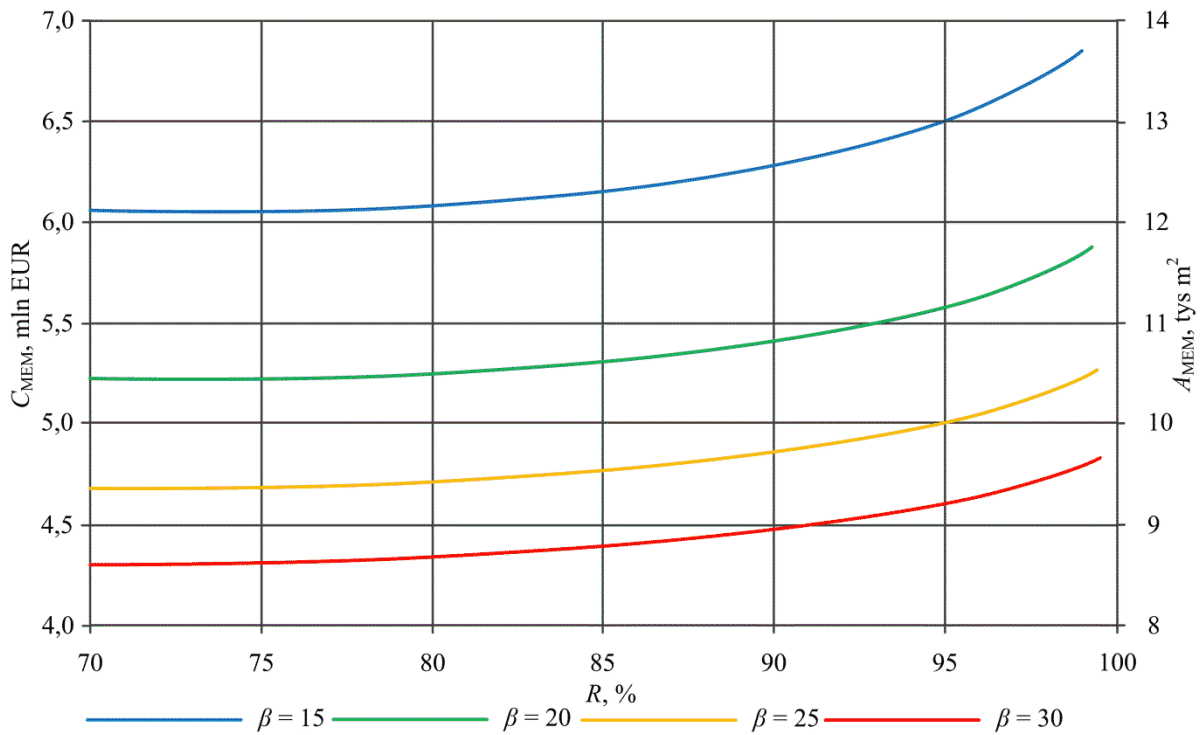
Załącznik L. Wyniki analizy ekonomicznej wariantu W3 bloku energetycznego typu oxy



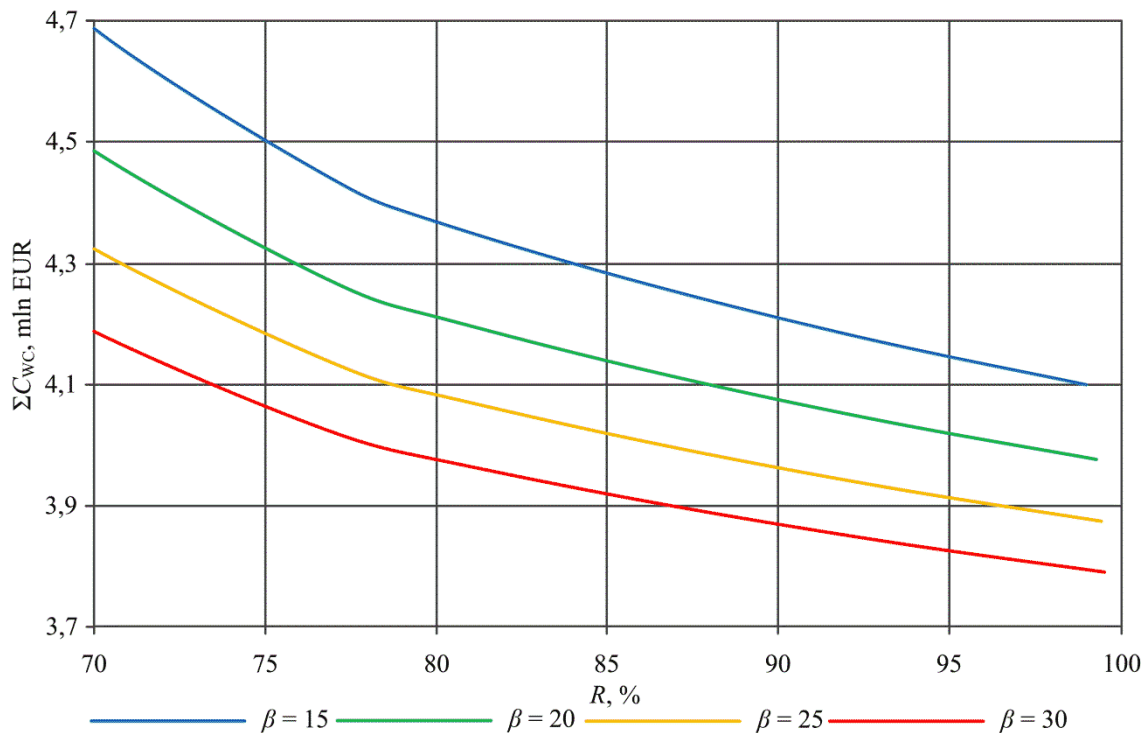
Rys. L.1. Koszt zakupu sprężarki powietrza (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



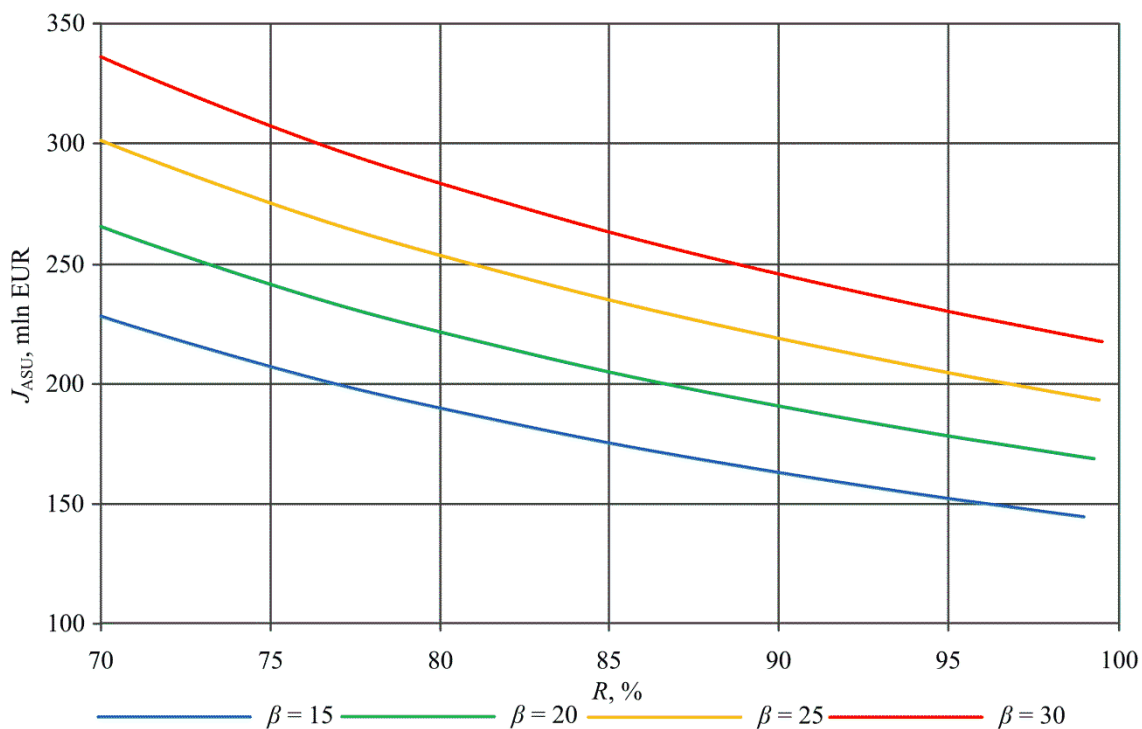
Rys. L.2. Koszt zakupu ekspandera (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



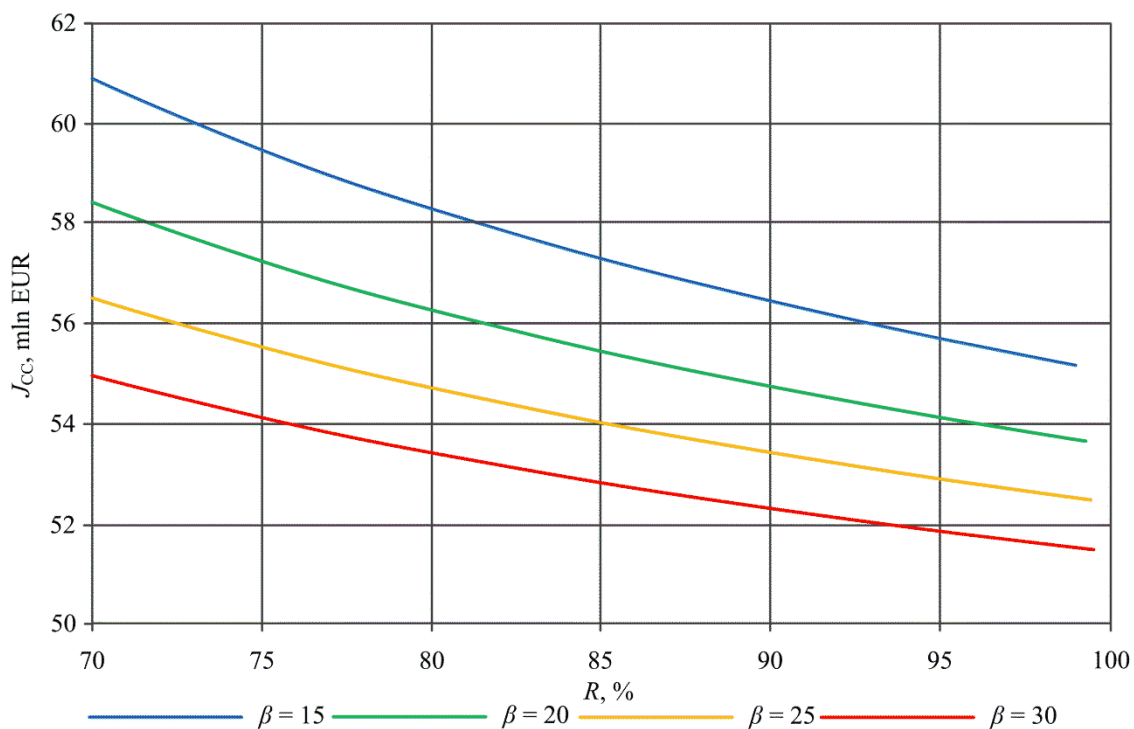
Rys. L.3. Koszt zakupu wysokotemperaturowej membrany separacyjnej oraz powierzchnia tej membrany (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



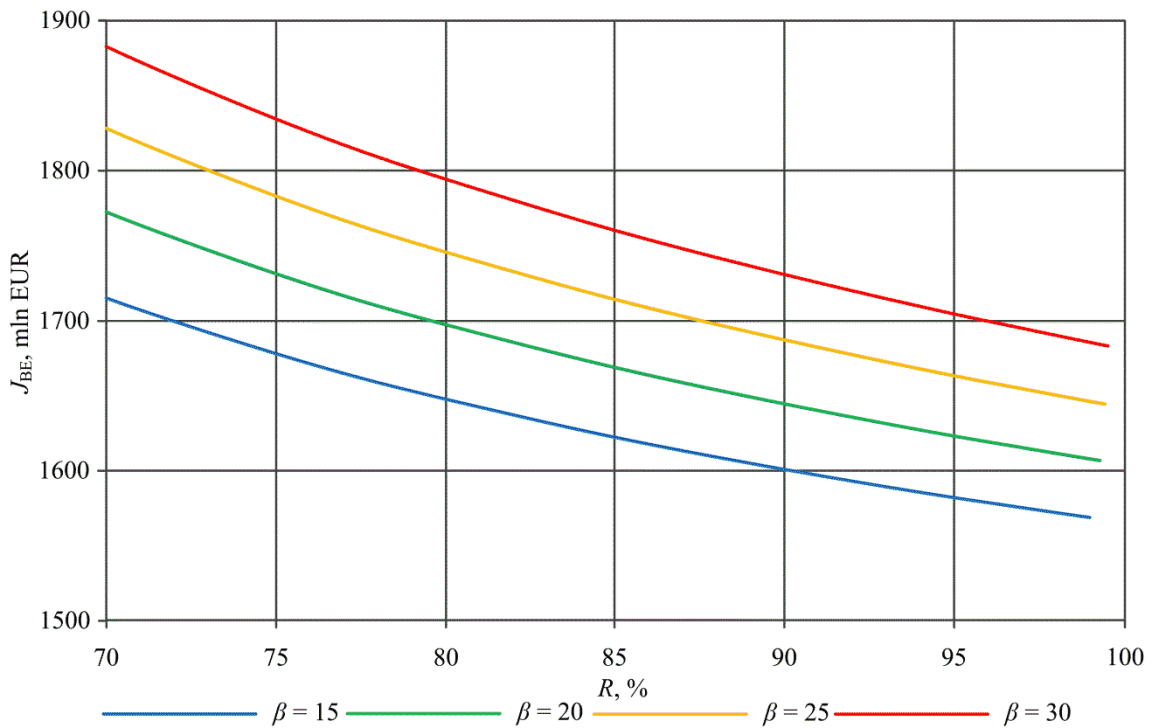
Rys. L.4. Koszt zakupu wymienników ciepła PSP1, PSP2 i PPO (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



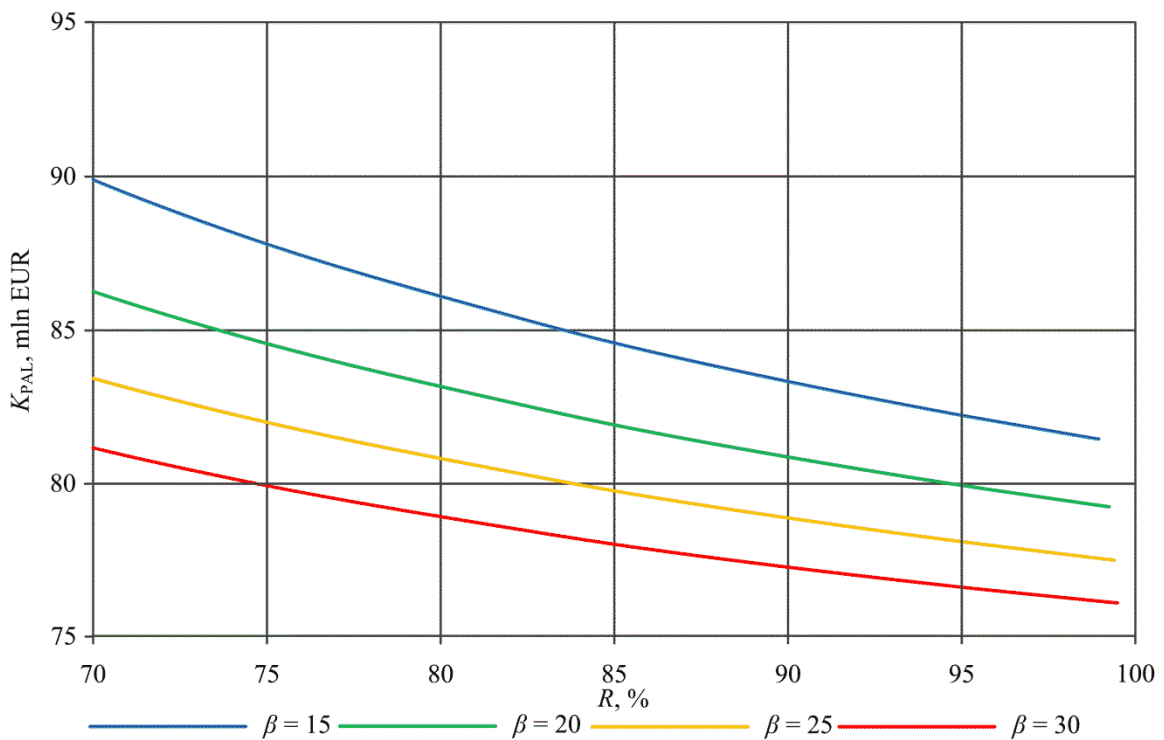
Rys. L.5. Nakłady inwestycyjne na budowę tlenowni (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



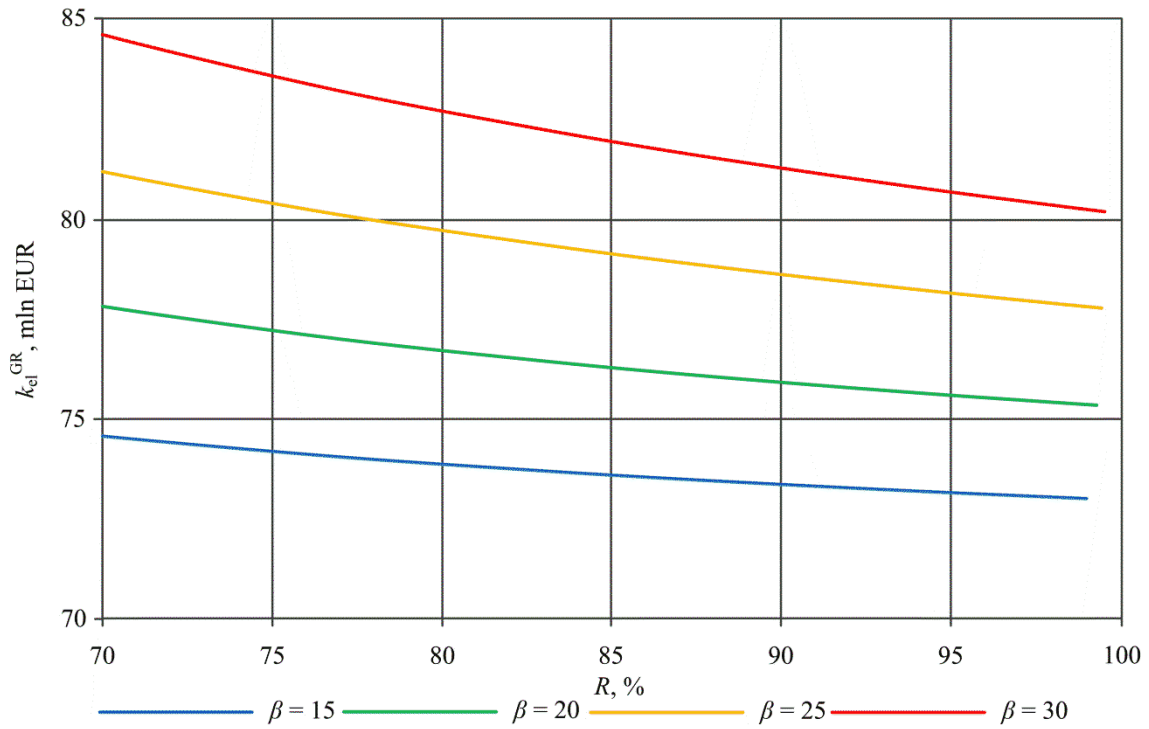
Rys. L.6. Nakłady inwestycyjne na budowę instalacji oczyszczania i sprężania CO₂ (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



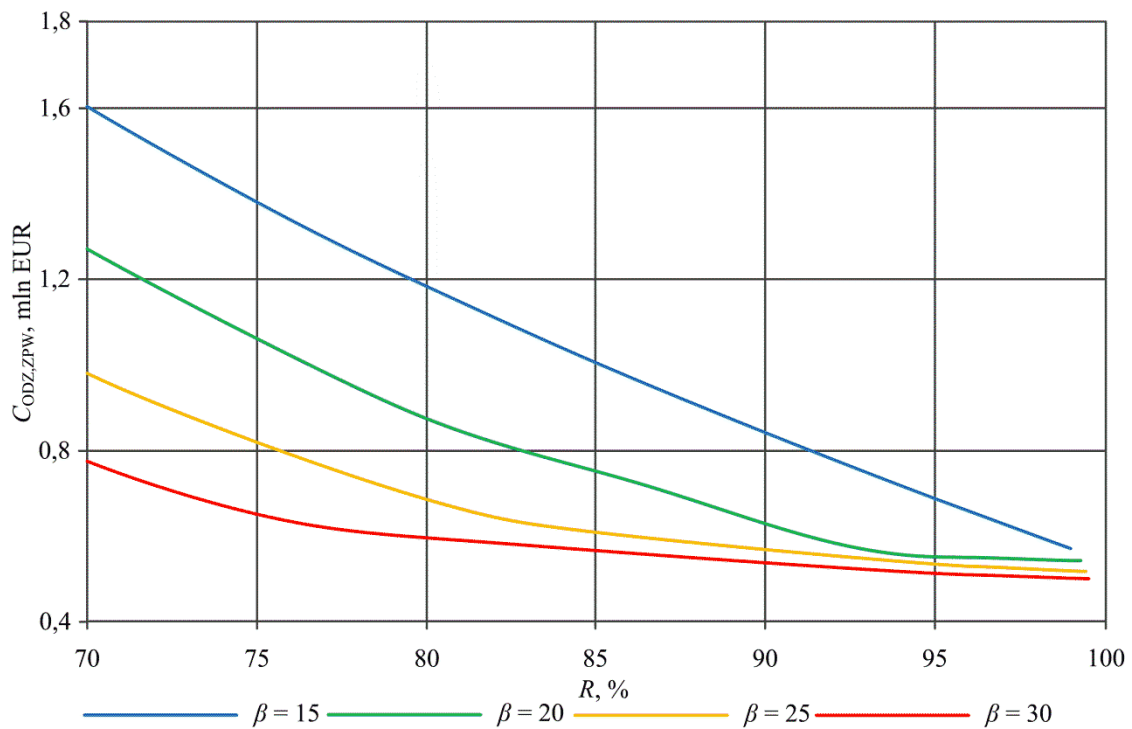
Rys. L.7. Nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni typu oxy (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



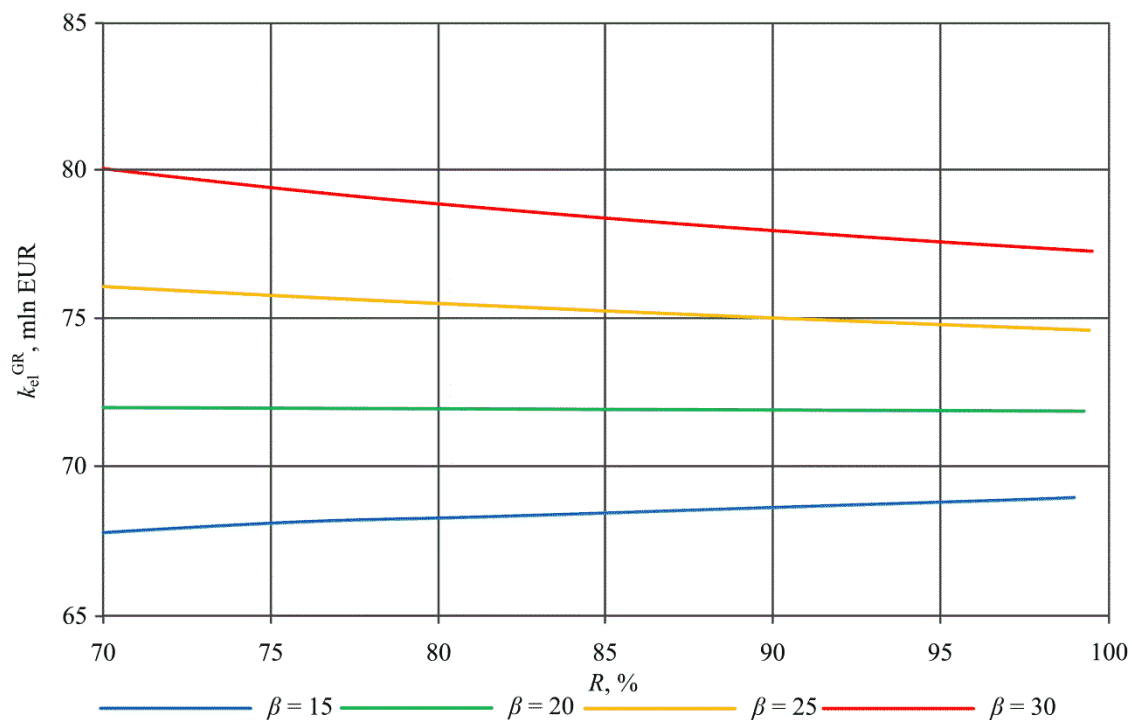
Rys. L.8. Koszty paliwowe (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



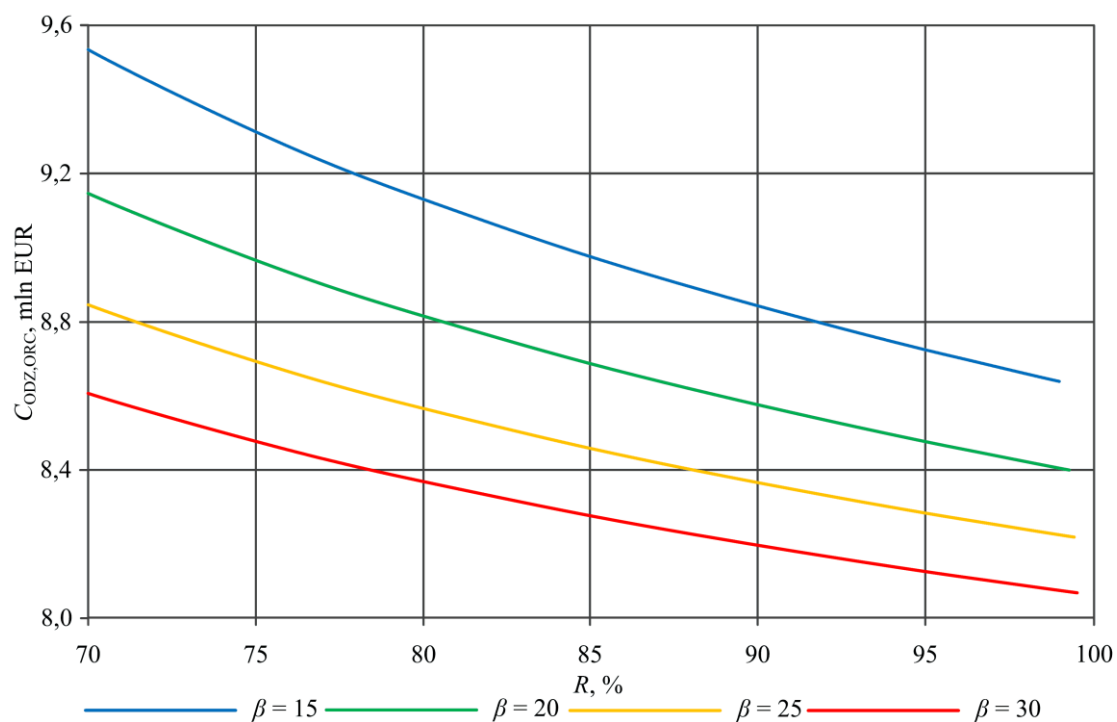
Rys. L.9. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. L.10. Koszt zastąpienia wymienników regeneracyjnych PW (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu



Rys. L.11. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (Wariant W3 elektrowni oxy zastąpieniem wymienników regeneracyjnych PW) w funkcji stopnia odzysku tlenu

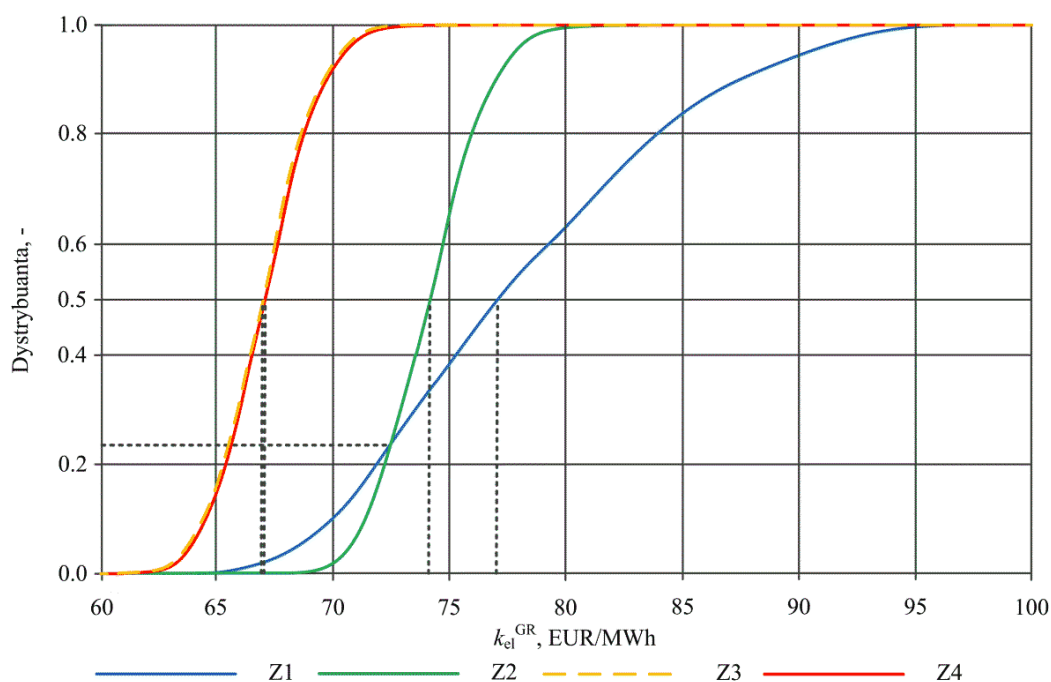


Rys. L.12. Koszt układu ORC (Wariant W3 elektrowni oxy) w funkcji stopnia odzysku tlenu

Załącznik M. Założenia oraz wyniki analizy ryzyka wariantu W2 bloku energetycznego typu oxy

Tab. M.1. Wartość charakterystyczne dla wielkości poddanych analizie ryzyka (Wariant W2)

Wielkość		y_{min}	y_{max}	y_{wo}	$y_{p \rightarrow max}$
W1	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	49,50	66,00	56,83	55,00
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	15,30	54,65	30,60	21,86
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	1103,62	1282,58	1193,10	1193,10
	Dyspozycyjność, h	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	37,46	43,54	40,50	40,50
	Koszty eksploatacji i obsługi bloku, mln EUR	49,50	66,00	56,83	55,00
W2	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	15,30	54,65	30,60	21,86
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	1412,66	1641,74	1527,20	1527,20
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Dyspozycyjność, h	57,41	66,73	62,07	62,07
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	49,50	66,00	56,83	55,00
	Koszty eksploatacji i obsługi bloku, mln EUR	15,30	54,65	30,60	21,86
W3	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	2018,25	2345,53	2181,89	2181,89
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	-87,99	-102,26	-95,13	-95,13
	Dyspozycyjność, h	49,50	66,00	56,83	55,00
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	15,30	54,65	30,60	21,86
	Koszty eksploatacji i obsługi bloku, mln EUR	2037,64	2368,07	2202,86	2202,86
W4	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	-87,99	-102,26	-95,13	-95,13
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	49,50	66,00	56,83	55,00
	Dyspozycyjność, h	15,30	54,65	30,60	21,86
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	1103,62	1282,58	1193,10	1193,10
	Koszty eksploatacji i obsługi bloku, mln EUR	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00

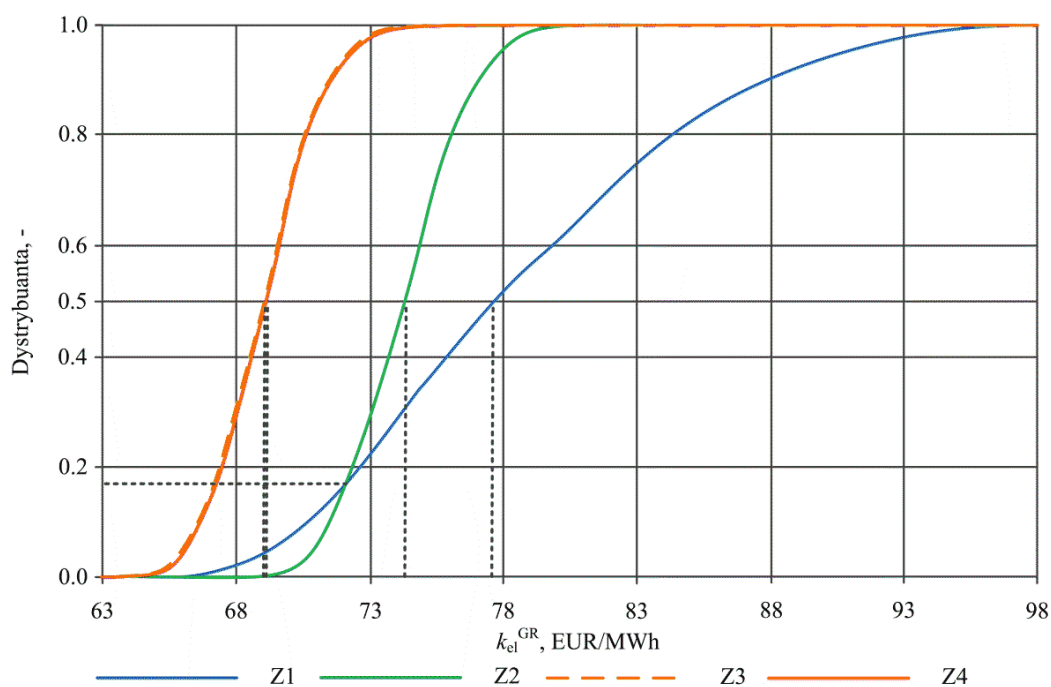


Rys. M.1. Prawdopodobieństwo skumulowane (Dystrybuanta) granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej (wariant W2)

Załącznik N. Założenia oraz wyniki analizy ryzyka wariantu W3 bloku energetycznego typu oxy

Tab. N.1. Wartość charakterystyczne dla wielkości poddanych analizie ryzyka (Wariant W3)

Wielkość		y_{min}	y_{max}	y_{wo}	$y_{p \rightarrow max}$
W1	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	49,50	66,00	56,83	55,00
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	15,30	54,65	30,60	21,86
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	1147,76	1333,88	1240,82	1240,82
	Dyspozycyjność, h	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	37,46	43,54	40,50	40,50
	Koszty eksploatacji i obsługi bloku, mln EUR	49,50	66,00	56,83	55,00
W2	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	15,30	54,65	30,60	21,86
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	1451,36	1686,71	1569,04	1569,04
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Dyspozycyjność, h	53,11	61,73	57,42	57,42
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	49,50	66,00	56,83	55,00
	Koszty eksploatacji i obsługi bloku, mln EUR	15,30	54,65	30,60	21,86
W3	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	1587,61	1845,06	1716,33	1716,33
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	19,49	22,65	21,07	21,07
	Dyspozycyjność, h	49,50	66,00	56,83	55,00
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	15,30	54,65	30,60	21,86
	Koszty eksploatacji i obsługi bloku, mln EUR	1602,12	1861,93	1732,03	1732,03
W4	Jednostkowa cena węgla, EUR/Mg	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00
	Jednostkowa cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg	19,49	22,65	21,07	21,07
	Nakłady inwestycyjne, mln EUR	49,50	66,00	56,83	55,00
	Dyspozycyjność, h	15,30	54,65	30,60	21,86
	Moc potrzeb własnych bloku, MW	1147,76	1333,88	1240,82	1240,82
	Koszty eksploatacji i obsługi bloku, mln EUR	6937,50	8062,50	7500,00	7500,00



Rys. N.1. Prawdopodobieństwo skumulowane (Dystrybuanta) granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej (wariant W3)