



BUDOWA INSTALACJI DEMONSTRACYJNEJ CCS ZINTEGROWANA Z NOWYM BLOKIEM 858 MW W ELEKTROWNI BEŁCHATÓW

Warszawa, czerwiec 2011r.

Projekt CCS

Badawczo – rozwojowy charakter inwestycji.

Przewidywana ilość CO₂, która zostanie zatłoczona do magazynu w ciągu 10 lat: 16,6 mln ton CO₂.

Wydajność instalacji odpowiada mocy elektrycznej: 260 MW (30% mocy zainstalowanej bloku).

Sprawność wychwytywania 85%.

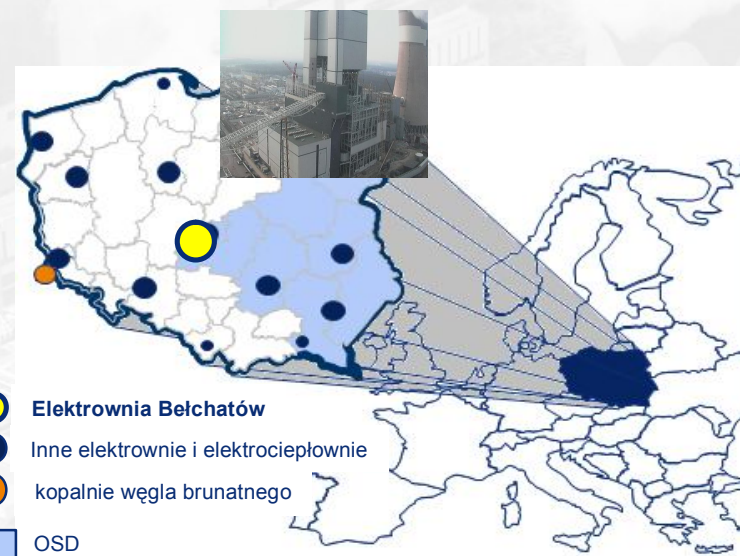
Redukcja produkcji energii elektrycznej w związku z poborem pary do CCP: 28,6 MWe.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną – 41 MW.



Elektrownia Bełchatów – Blok 858 MW

Przewidywany termin oddania do eksploatacji	Wrzesień 2011
Moc zainstalowana brutto	858 MW _e
Sprawność netto	41,7%
Emisja CO ₂ (bez instalacji CCS)	5,1 - 5,5 mln t/a
Parametry pary	266 bar/554°C
Paliwo	węgiel brunatny
Wskaźniki emisji	
▪ NOx: < 200 mg/Nm ³	
▪ SO ₂ - < 200 mg/Nm ³	
▪ pyły < 30 mg/Nm ³	
Rozpoczęcie budowy	2 października 2006 r.



Instalacja wychwytywania CO₂

Wykonanie projektu budowlanego wraz z niezbędną dokumentacją do uzyskania pozwolenia na budowę instalacji wychwytywania:

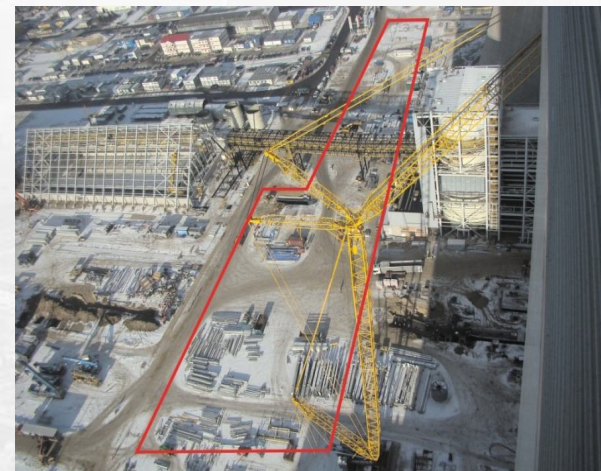
- Raport środowiskowy: decyzja 15 grudnia 2009r.,
- Dokumentacja do pozwolenia na budowę: termin wykonania 22 grudnia 2009,

Projekt wstępny (FEED): 30 września 2010r.

Uprawomocnienie pozwolenia na budowę: 22 lutego 2010r., (będzie aktualizowane)

Zakończenie prac w zakresie „Capture Ready” (wykonano przyłącza w układach wody chłodzącej oraz do kanałów spalin): zakończono 31 października 2010r.,

Budowa instalacji CCP 2012-2015 ?



Instalacja do transportu CO₂

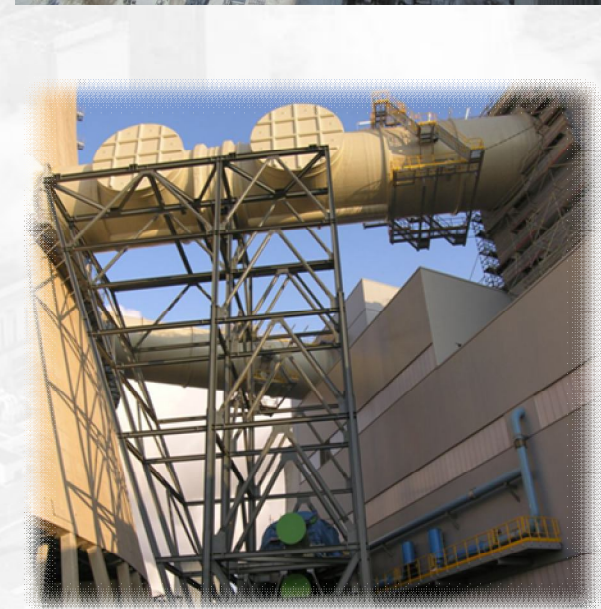
Wstępne ustalenie tras przebiegu rurociągów do rozważanych składowisk.

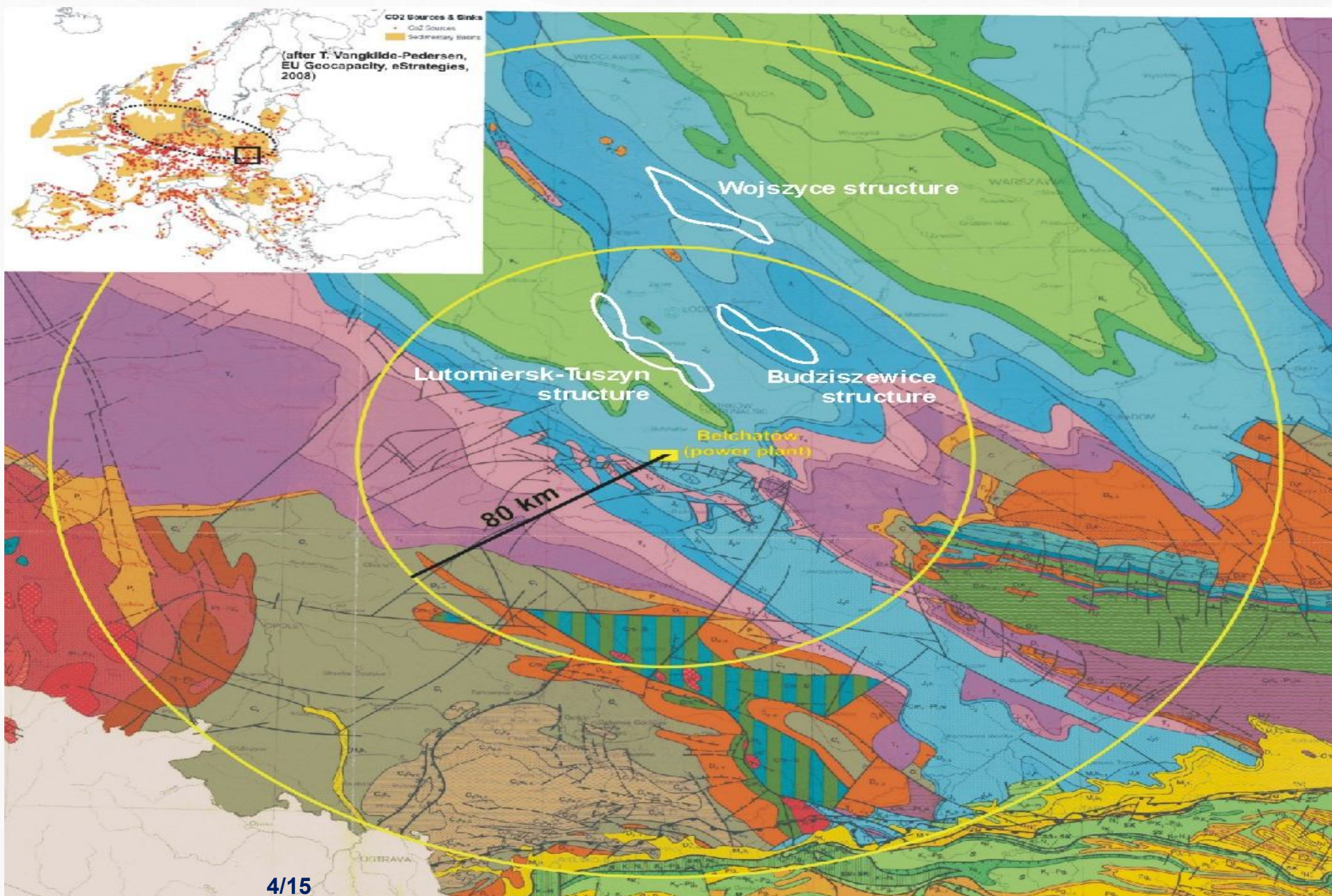
Miejsce składowania CO₂

Badania wstępne, w tym badania sejsmiczne i ranking rozważanych miejsc składowania 2009 – 2011

Wybór miejsca składowania (są rozważane trzy struktury): czerwiec 2011r.

Możliwy termin zakończenie budowy składowiska CO₂: lipiec 2015r.





W chwili obecnej rozważa trzy warianty dotyczące tras rurociągu:

Wariant I: Buków w Gminie Ujazd

- łączna długość trasy wynosi około 72 km,
- rurociąg przebiega przez 9 powiatów,
- przecina autostradę, 3 drogi krajowe, 3 drogi wojewódzkie i 2 linie kolejowe,
- rurociąg przecina 3 wysokociśnieniowe rurociągi gazowe,
- 5,1 km rurociągu przebiega przez obszary leśne,
- rurociąg przecina 5 rzek.

Wariant II: Łazin w gminie Bielany

- łączna długość trasy wynosi około 140 km,
- rurociąg przechodzi przez 16 powiatów,
- przecina 3 planowane drogi samochodowe (Tuszyn, Czarnocin i Stryków),
- przecina 5 dróg krajowych, 4 lokalne i 3 linie kolejowe,
- rurociąg przecina 3 wysokociśnieniowe rurociągi gazowe,
- rurociąg przecina 5 rzek,
- ok. 6,7 km rurociągu przebiega przez obszary leśne.

Wariant III: Rydzyny w gminie Pabianice

- łączna długość trasy wynosi około 61 km,
- rurociąg przebiega przez 7 powiatów,
- przecina 2 drogi krajowe, 1 drogę lokalną, planowany odcinek autostrady i 1 linię kolejową,
- krzyżuje się z gazociągiem wysokiego ciśnienia,
- 9,6 km gazociągu przebiega przez obszar leśny,
- rurociąg przecina 4 rzeki.

Struktura nakładów inwestycyjnych

Prognozowane nakłady inwestycyjne Projektu CCS (CAPEX) przygotowane na podstawie danych od wybranych partnerów i doradców technicznych obejmują trzy główne zadania inwestycyjne i wynoszą odpowiednio:

Nakłady inwestycyjne Projektu CCS	w tys. EUR
Wychwytywanie	378 600
Transport	117 000
Składowanie	128 800
Nakłady inwestycyjne łącznie:	624 400

wymagany dla
utrzymania dotacji z NER
300

Wynik operacyjny Projektu CCS	w tys. EUR	
Okres eksploatacji	10 lat	20 lat
Korzyści - uzależnione od ceny uprawnień do emisji CO ₂	598 892	1 222 402
Koszty OPEX	- 810 686	-1 573 330
Strata operacyjna łącznie:	- 211 794	- 350 927

Nakłady inwestycyjne i straty operacyjne Projektu CCS	w tys. EUR	
Okres eksploatacji	10 lat	20 lat
CAPEX	624 400	624 400
Strata operacyjna	211 794	350 927
Łącznie:	836 194	975 327

Finansowanie inwestycji – pomoc bezzwrotna

- **EEPR – 180 mln EUR – umowa z KE o dofinansowanie budowy instalacji CCP podpisana w dniu 5 maja 2010 r., z warunkiem zakończenia budowy instalacji CCP do końca 2013 r.**

potencjalne inne źródła finansowania:

- Emissions Trading Scheme (ETS) „NER 300”
- Norweski Mechanizm Finansowy (NMF) – możliwe dofinansowanie,
- Wsparcie Rządu Polskiego z Funduszy Strukturalnych (FS).

Finansowanie komercyjne oraz środki własne – warunkowane możliwością spłaty

- Europejski Bank Inwestycyjny,
- Środki własne.

Dofinansowanie działalności operacyjnej

- Warunkiem realizacji projektu jest wprowadzenie mechanizmu wsparcia gwarantującego pokrycie strat z działalności operacyjnej oraz spłatę tej części nakładów, która zastałaby sfinansowana ze środków komercyjnych

- **MG potwierdziło poziom wsparcia z Norweskiego Mechanizmu Finansowego dla Projektu CCS w Bełchatowie - 134 mln EUR**
- MRR wydało negatywną decyzję w sprawie dofinansowania instalacji CCP w Bełchatowie z POLiŚ (6 kwietnia 2011r.).
- Trwają ustalenia międzyresortowe w sprawie udzielenia gwarancji dla Sponsora Projektu przez Rząd RP w celu zapewnienia prefinansowania z NER300.
- Wprowadzenie mechanizmu wsparcia działalności operacyjnej pozostaje na etapie dyskusji nad koncepcjami takich rozwiązań.

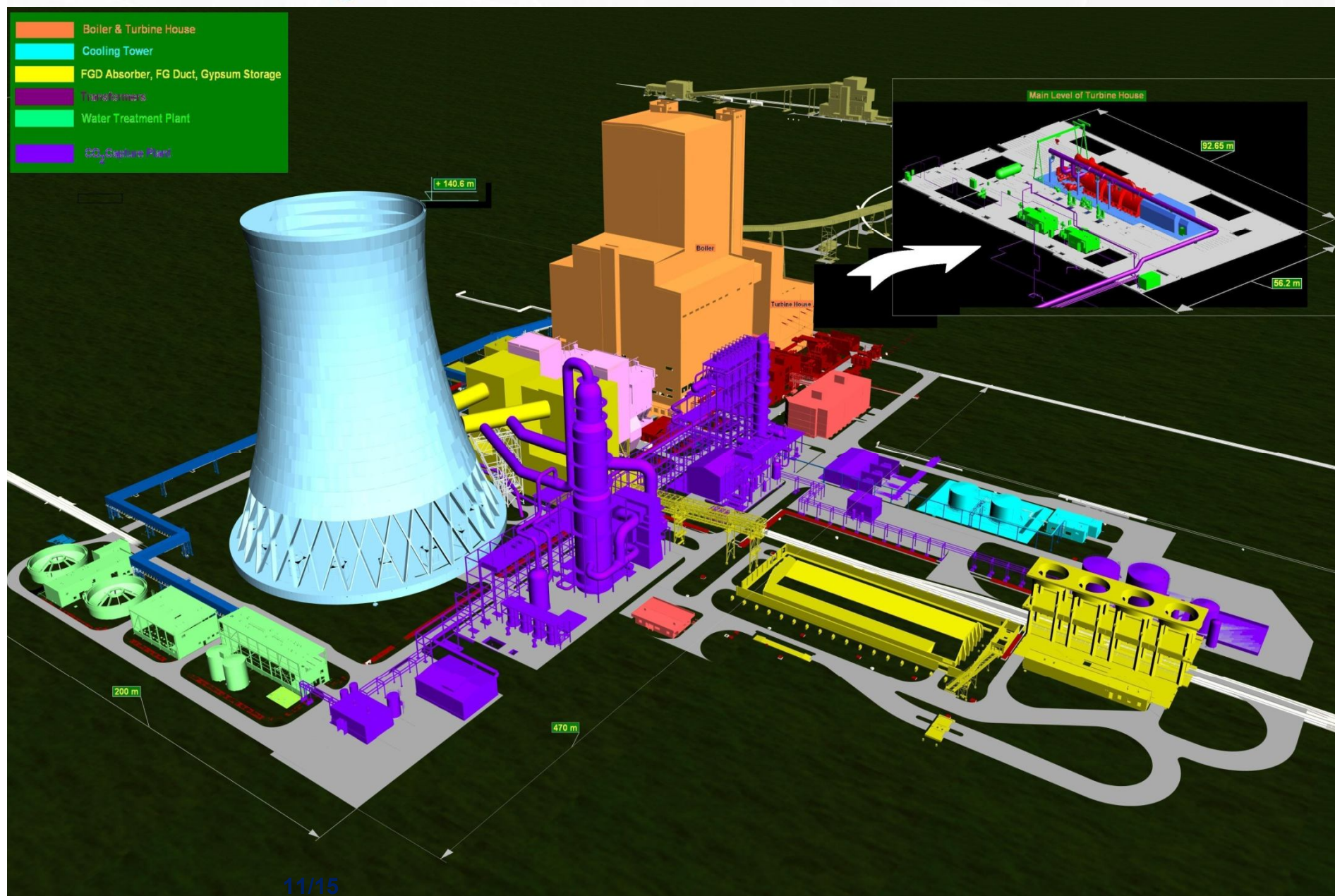
- Wybór składowiska (w najbliższych tygodniach)
 - Opracowanie trasy rurociągu (po wyborze optymalnej struktury) oraz Raportu Oddziaływania na Środowisko dla instalacji transportu CO₂
 - Prace nad zmianami w MPZP w poszczególnych gminach
 - Uzyskanie służebności przesyłu i pozwoleń na budowę dla rurociągu
 - Opracowanie programu prac przygotowawczych do budowy składowiska (programu badań wybranej struktury)
-
- **Pozyskanie dodatkowych środków pomocowych umożliwiających sfinansowanie inwestycji**
 - **Współpraca przy wprowadzeniu mechanizmu wsparcia działalności operacyjnej instalacji CCS**
 - **Kampania informacyjna wśród społeczności lokalnej**



DZIĘKUJĘ ZA UWAGĘ



BACKUP



Parametry mediów

Materiał podawany / Produkt	Temperatura °C	Ciśnienie kPa bezw.	Stan skupienia
Pobór spalin	60-80	100	gazowy
Zrzut spalin	40-45	100	gazowy
Dwutlenek węgla (wstępnie)	45	14,080	nadkrytyczny
Para grzewcza	231	423	gazowy
Pobór wody chłodzącej	26,5	270	ciekły
Pobór wody zdemineralizowanej	30	600	ciekły

Przewidywane zużycie mediów

Medium	Jednostka	Przewidywane zużycie	Praca
Para	kg/h	210-260	ciągła
Woda chłodząca ($\Delta t = 16^{\circ}\text{C}$)	m ³ /h	15 000 – 19 000	ciągła
Woda uzupełniająca	Kg/h	13 000 – 18 000	ciągła
Moc elektryczna	MW	38 - 42	ciągła

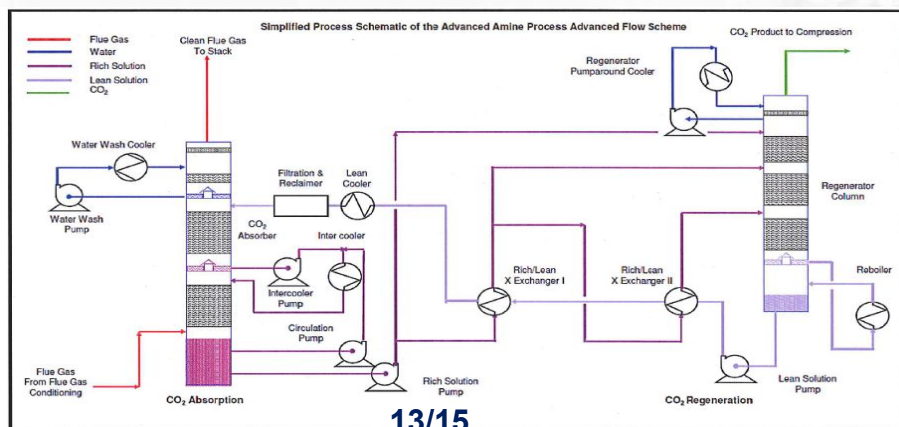
Parametry spalin

Parametr	Jednostka	Wartość
Obciążenie kotła	%	100
Przepływ masowy gazów spalinowych z instalacji odsiarczania gazów spalinowych	Kg/h - mokry	4,144,192
Przepływ masowy gazów spalinowych do instalacji wychwytywania CO ₂	Kg/h - mokry	1,381,500
H ₂ O	Obj.% mokry	28,72
CO ₂	Obj.% suchy	16,24
O ₂	Obj.% suchy	3,43
N ₂ /Ar	Obj.% suchy	80,33
SO ₂	Mg/Nm ³ suchy @ 6% O ₂	60

Parametry CO₂ za sprężarką

Parametr	Jednostka	Wartość
CO ₂	%	99,7
H ₂ O	Mg/Nm ³	<483
O ₂	Mg/Nm ³	28
N ₂	Mg/Nm ³	314
Amina		śladowe
Glikol trietylenowy		śladowe
Przepływ objętościowy	m ³ /h	321,7
Przepływ masy	Kg/h	233,777
Ciśnienie	kPa	14,080
Temperatura	°C	45

Schemat przepływowy dla zaawansowanej technologii amin



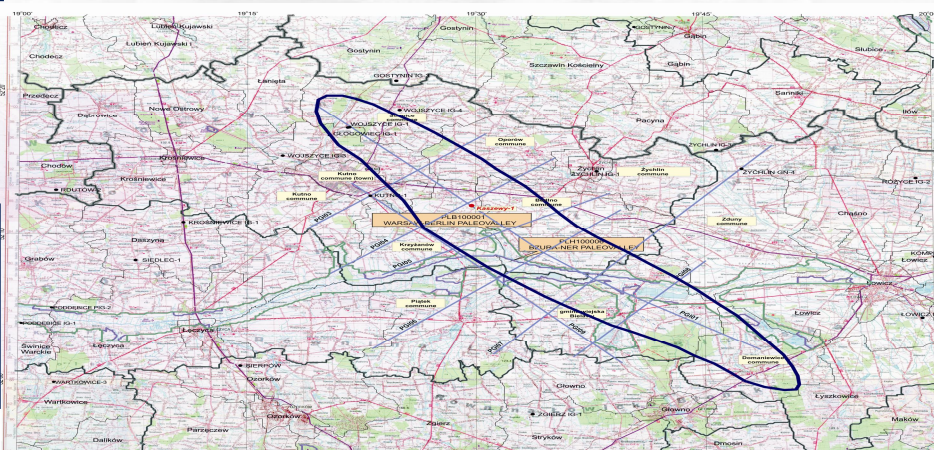
System wychwytywania dwutlenku węgla (CCP) w Elektrowni Bełchatów będzie zainstalowany dla nowego kotła węglowego 858 MWe. Do usuwania dwutlenku węgla powstającego w procesie spalania wybrana została „Zaawansowana technologia amin”. Zaproponowany układ pozwoli na jej elastyczne zastosowanie w procesie usuwania CO₂ i w ramach instalacji demonstracyjnej na sprawdzenie samej technologii.



Budziszewice

Miejscowość znajduje się na wschód od miasta Kutno. Obszar nieco dalej na północ, ok. 120-140 km od Bełchatowa, struktura zidentyfikowana jako najbardziej obiecująca

Znajduje się na południowy zachód od Łodzi i północny-wschód od Łęczatowa. Jest to najbliższa lokalizacja od Elektrowni Bełchatów. Struktura składowiska Lutomiersk – Tuszyn jest obecnie na etapie badań. Prace zostaną zakończone do końca czerwca 2011 r.





Struktura finansowania Projektu – Niezbędne działania do zapewnienia finansowania

Dla osiągnięcia docelowej struktury finansowania projektu CCS w Bełchatowie konieczna jest współpraca z przedstawicielami resortów w zakresie:

- Uczestnictwa w pracach nad określaniem **zasad NMF**.
- Złożonej aplikacji w ramach NER 300, gdyż przyznanie dotacji z NER 300 warunkuje dalszą realizację Projektu.
- **Udzielenia gwarancji rządowej** dla prefinansowania w ramach dotacji z NER 300.
- Bez gwarancji rządowej koniecznej dla prefinansowania inwestycji, wypłaty dotacji z NER 300 będą możliwe dopiero w latach 2017-2026.
- Zarówno PGE GiEK SA, jak i PGE SA nie jest w stanie zapewnić finansowania zastępczego w wysokości 81% dotacji z NER 300 (tj. 310 mln EUR) na pokrycie nakładów inwestycyjnych w latach 2011-2015, zatem **realizacja Projektu CCS w Bełchatowie uzależniona jest od możliwości prefinansowania z NER 300**.
- Ustanowienia przez stronę rządową krajowego programu wsparcia gwarantującego pokrycie strat wynikających z eksploatacji Projektu do 2035 r. o prognozowanym poziomie wsparcia **ok. 294 mln EUR (wartości zdyskontowane do 2010r.) plus zwrot nakładów poniesionych przez Sponsora Projektu w kwocie ok. 60 mln EUR**. Poziom ten uległby zwiększeniu w przypadku nieotrzymania wnioskowanego poziomu wsparcia z Programu NER 300 lub Norweskiego Mechanizmu Finansowego.
- Z uwagi na wysokie koszty eksploatacyjne, przy aktualnych prognozach cen uprawnień do emisji CO₂, wsparcie finansowe projektu wymagane będzie także w pierwszych latach fazy operacyjnej.
- Z uwagi **na brak efektywności ekonomicznej**, demonstracyjny charakter Projektu CCS oraz związane z nim **wysokie koszty inwestycyjne i eksploatacyjne**, a także różnego rodzaju ryzyka, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. czyni działania w celu angażowania środków preferencyjnych oraz finansowania z podziałem ryzyka w maksymalnej możliwej wysokości.
- Pomimo licznych deklaracji wsparcia Projektu, brak jakichkolwiek przesłanek o możliwości dofinansowania Projektu ze źródeł będących w gestii Rządu Rzeczypospolitej Polskiej.



Instalacja Demonstracyjna CCS zintegrowana z nowym blokiem 858 MW

Szacowana potrzebna wielkość wsparcia w fazie eksploatacji CCS – pierwsze 10 lat

- Szacowane obecnie koszty eksploatacyjne projektu - jednostkowy koszt usunięcia CO₂ w projekcie CCS w Bełchatowie (wychwyt, transport, składowanie) – ok. **65-70 EUR/t CO₂**
- Szacowane przez KE średnioroczne ceny uprawnień do emisji (zyski dla instalacji na skutek braku konieczności ich zakupu) 2015-2020 r. – **20 EUR** / 2020-2025 r. – **25 EUR***.
- Potrzebna wielkość wsparcia do wyrównania kosztów CO₂ i eksploatacyjnych – ok. **37,5 EUR/t CO₂** średniorocznie w okresie 2015-2025.
- Zakładane dofinansowanie z UE do 50% kosztów inwestycyjnych i operacyjnych w okresie 2015-2025.
- Potencjalny krajowy system wsparcia CCS w fazie eksploatacyjnej np. w oparciu o system certyfikatów.
- Certyfikat dla CCS miałby na celu wyrównanie różnicy pomiędzy ceną uprawnień do emisji a kosztem wychwytu i składowania CO₂ w okresie 2015-2025.

**przy założeniu utrzymania celu 20% redukcji emisji CO₂ do 2020 r. w UE i kontynuacji zmniejszenia puli uprawnień o 1,74% rocznie.*