



Biomasse: prospettive di uso energetico in Emilia-Romagna e sistemi di calcolo e monitoraggio su GIS - Bologna, 25 Novembre 2010

CO-PRODUZIONE DI COMBUSTIBILI LIQUIDI ED ELETTRICITA' DA BIOMASSE ED IPOTESI IMPIANTISICHE CORRELATE

**E. Martelli, P. Chiesa, S. Consonni, M. Fantini
LEAP & POLITECNICO DI MILANO**

Combustibili liquidi da biomasse

1. Conversione fisica (spremitura)

Biomassa oleosa (colza) → olio vegetale + pannelli proteici per mangini.

Olio vegetale può essere utilizzato direttamente in motori Diesel o convertito in "biodiesel" (trans-esterificazione con metanolo):

Olio colza (estere) + metanolo (alcol) → biodiesel (estere metilico)

2. Conversione biologica (fermentazione alcolica)

Converte gli zuccheri in alcool etilico ("bioetanolo"):



Conveniente per **biomasse ricche di zuccheri** (canna e barbabietola da zucchero).

Estendibile a biomasse **ricche di amidi** (idrolisi catalizzati da acidi o enzimi).

"Bioetanolo" utilizzabile in motori Otto (modificati).

3. Conversione termo-chimica (gassificazione + sintesi)

Necessita di **biomasse secche** (H₂O riduce il rendimento: < 20% MC)

Converte tutte le frazioni della biomassa in syngas (CO, H₂, CO₂, N₂, CH₄)

Syngas → Sintesi chimica → combustibili liquidi → benzine e gasolio



Attività di ricerca svolte recentemente dal LEAP:

- **Produzione di bio-etanolo da granoturco**

tesi laurea ing. Nicola Rossi, relatore prof. P. Chiesa

- **Analisi e modellizzazione sistemi di drying, feeding e gassificazione biomasse**

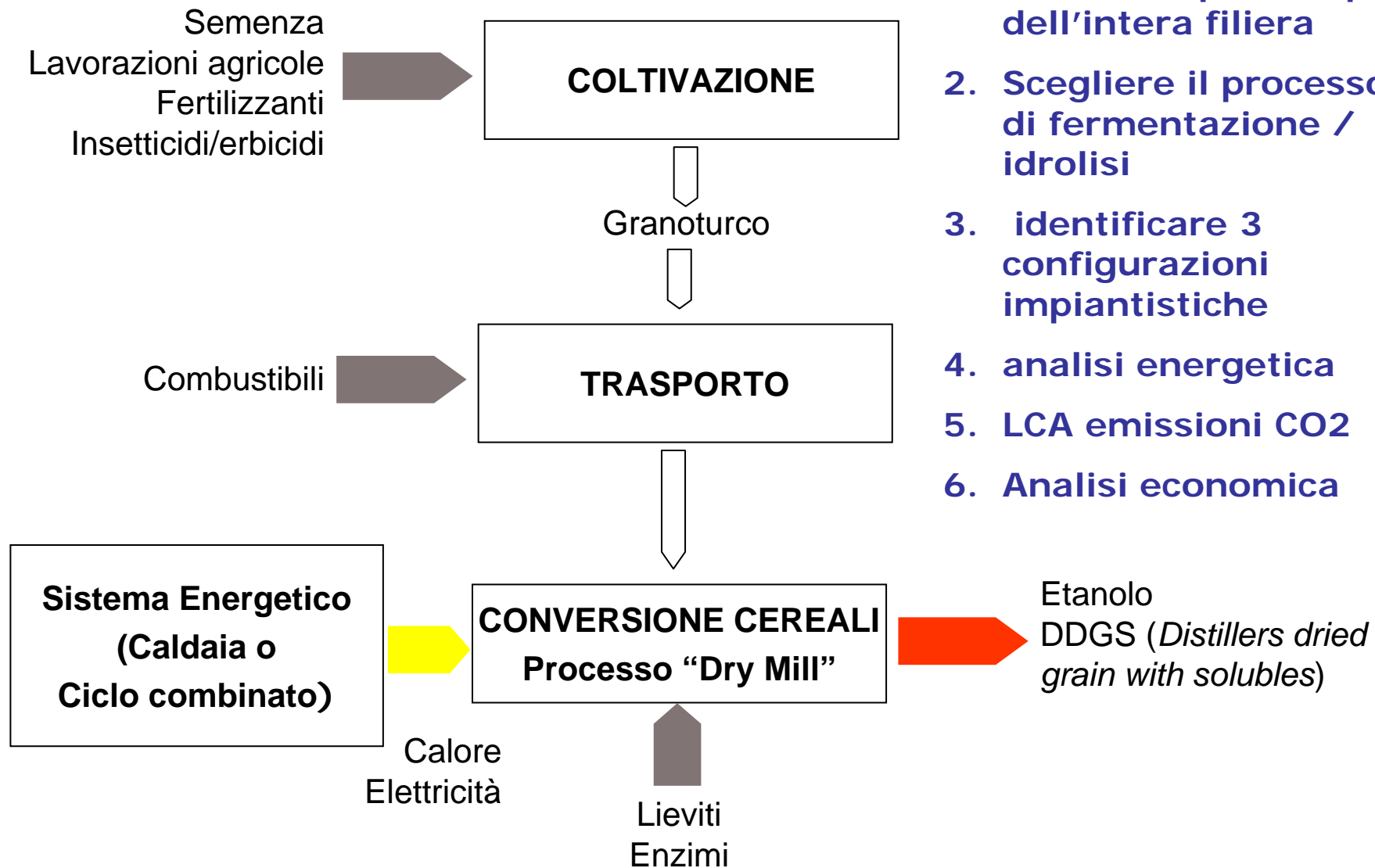
E. Martelli, S. Consonni e T. Kreutz (Princeton University, USA)

- **Co-produzione di combustibili di sintesi ed elettricità da cippato di legno**

tesi dottorato M. Fantini e E. Martelli, relatori prof. S. Consonni e P. Chiesa



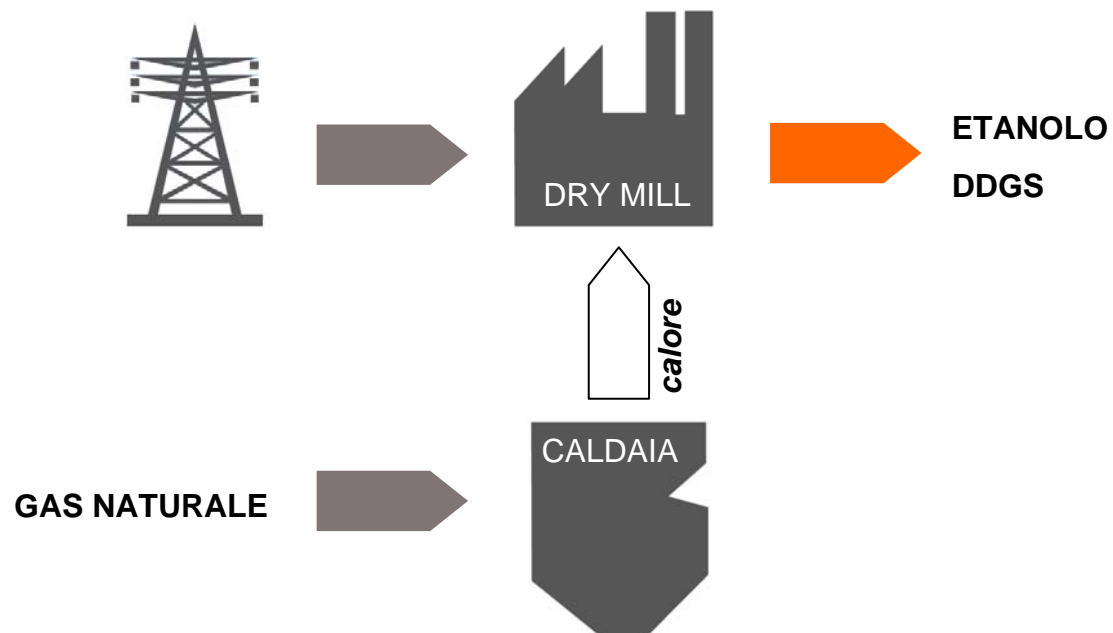
Analisi filiera produzione bio-etanolo



1. Definire input/output dell'intera filiera
2. Scegliere il processo di fermentazione / idrolisi
3. identificare 3 configurazioni impiantistiche
4. analisi energetica
5. LCA emissioni CO2
6. Analisi economica

Opzioni di integrazione e co-produzione

1. generazione termica con caldaia industriale ($\eta_{\text{TERMICO}} = 90\%$)



Opzioni di integrazione e co-produzione

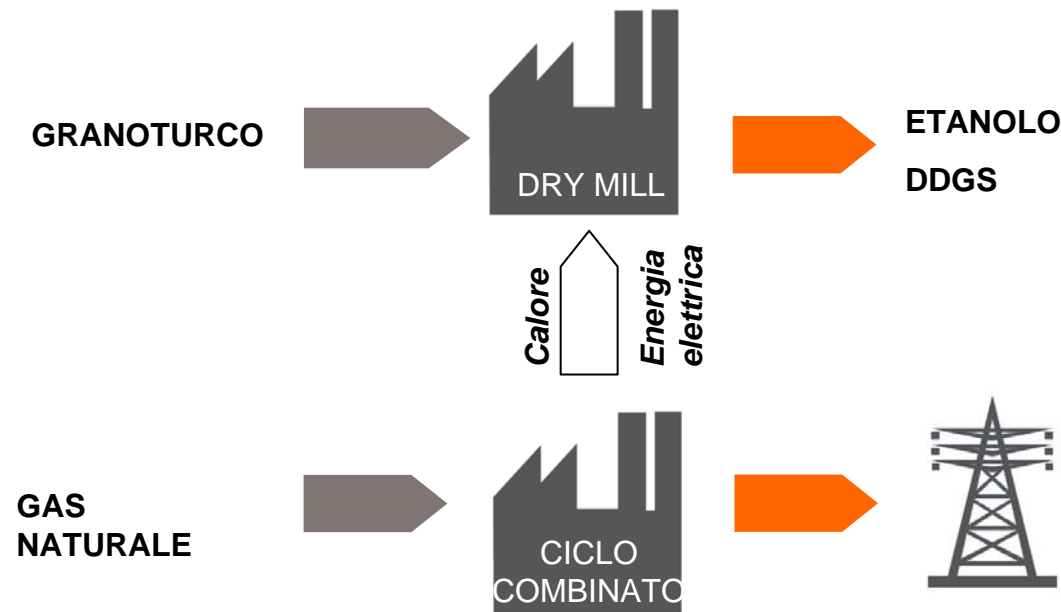
Due soluzioni cogenerative con cicli combinati a 2 livelli di pressione (prelievo di vapore a 5.2 bar e recupero di calore dai fumi per fabbisogni termici a temperatura inferiore a 110 °C)

2. ciclo combinato con turbina a vapore a contropressione:

- Taglia piccola: Siemens Cyclone, 12.9 MW, $\eta_{EL} = 34.8\%$
- Taglia grande: Alstom GT8C2, 56.2 MW, $\eta_{EL} = 33.8\%$

3. ciclo combinato con turbina a vapore ad estrazione e condensazione

- Taglia piccola: General Electric 2500 PE, 22.8 MW, $\eta_{EL} = 34.1\%$
- Taglia grande: Alstom GT11N2, 115.3 MW $\eta_{EL} = 33.3\%$



Conclusioni

- **La filiera di produzione di bioetanolo da mais:**
 - contribuisce a ridurre le emissioni di CO₂ rispetto all'uso della benzina (-33% gCO₂/MJ)
 - comporta un costo del combustibile superiore di oltre il 50% a quello della benzina, ai costi attuali delle fonti primarie. E' necessaria un'incentivazione .
 - determina un costo della CO₂ evitata prossimo ai 300 €/tonn, un valore molto superiore a quello prospettato per strategie alternative (altre fonti rinnovabili, cattura CO₂ da comb. fossili)
- **Problemi non toccati dall'analisi:**
 - sostenibilità della coltura
 - impatto ambientale (utilizzo acqua, erosione del suolo, contaminazione delle falde)
 - impatto economico/sociale (squilibrio del mercato agricolo)

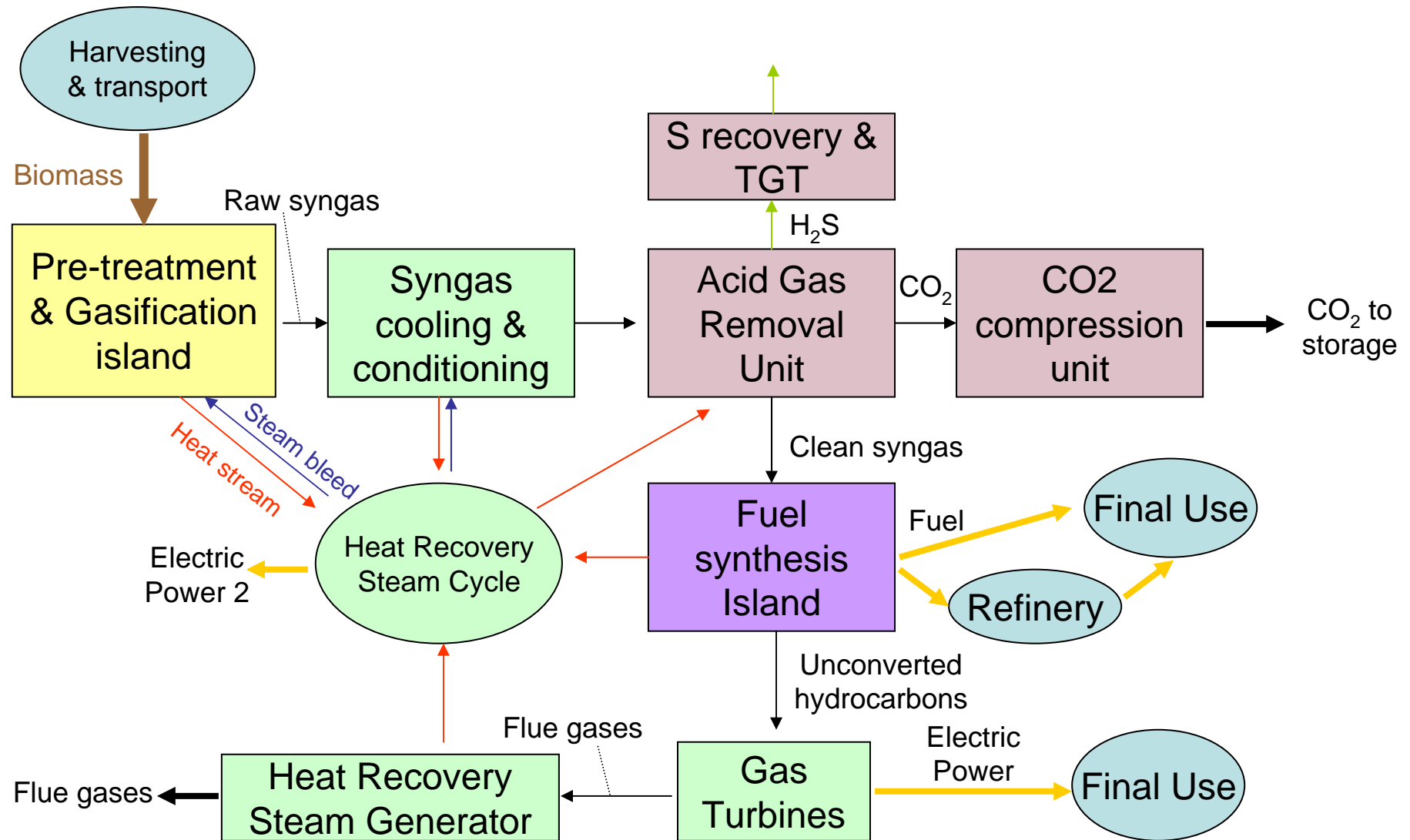


Analisi processi termochimici: perchè?

- **Possibilità utilizzo biomasse ligno-cellulosiche (legnose ed erbacee) di vario tipo:**
 - **non destinate al settore alimentare (no alterazione mercato alimentare)**
 - **non necessitano trattamenti (fertilizzanti, lavorazione terreno)**
 - **utilizzo scarti lavorazione (potature, segatura, sfalci)**
- **Utilizzo diretto: no modifiche ai motori ed alla rete distributiva**
- **Altissima qualità dei prodotti liquidi (sulphur free diesel)**
- **Utilizzabili per “tagliare” le benzine fossili**



Schema concettuale impianto



Principali unità

- Unità di pre-trattamento: dryer e cippatore
- Unità di gassificazione
- Pulizia del syngas
- Unità Rectisol rimozione gas acidi (H₂S e CO₂)
- Processo FT
- Turbina a Gas
- Ciclo vapore a recupero

Collaborazione
con Princeton
University dal
2007 ad oggi

Tutte le unità ed i componenti sono stati progettati e simulati nel dettaglio per valutarne accuratamente prestazioni, problematiche e costi.



Conclusioni

- Il processo di conversione è fattibile e le prestazioni termodinamiche sono buone (eff. conversione biomassa - combustibili 35% + eff. elettrica 15%);
- Tuttavia l'analisi economica rivela che il costo del barile è superiore ai 100 €/barile, assolutamente non competitivo con quello di origine fossile;
- Se si considera l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto (Certificati Verdi) agli attuali prezzi (80÷100 €/MWh) allora l'impianto risulta essere conveniente (però conviene di più produrre solo energia elettrica: energia elettrica incentivata mentre combustibili no).

Il quadro normativo italiano attuale penalizza fortemente la produzione di biocarburanti rispetto alla produzione di energia elettrica.





GRAZIE PER L'ATTENZIONE!

Dr. Emanuele Martelli
Politecnico di Milano – Consorzio LEAP
emanuele.martelli@polimi.it

www.leap.polimi.it

