

Biomasse - stato dell'arte, sperimentazioni sul campo e opportunità di sviluppo
Assolombarda - Milano, 12 Novembre 2012

TECNOLOGIE E PROCESSI INDUSTRIALI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA BIOMASSA: INCOGNITE E OPPORTUNITA' PER LE IMPRESE

prof. Stefano Consonni, ing. G. Bortoluzzi

*Dip. Energia – Politecnico di Milano
LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza*

Il Consorzio LEAP

LEAP, Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza, è un consorzio nato nel 2005 su iniziativa della sede piacentina del Politecnico di Milano

POLITECNICO DI MILANO



E' partecipato da:

- Polo di Piacenza del Politecnico
- 5 Dipartimenti del Politecnico
- Comune di Piacenza
- Provincia di Piacenza
- Fondazione di Piacenza e Vigevano
- A2A
- Iren Ambiente S.p.A.
- Unical AG S.p.A.

1. Dip. di Energia
2. Dip. di Elettronica e Informazione
3. Dip. di Elettrotecnica
4. Dip. di Chimica, Materiali e Ing. Chimica
5. Dip. di Ingegneria Idraulica, Ambientale, Infrastrutture Viarie e del Rilevamento



Sede e gruppo di lavoro

LEAP ha sede a Piacenza presso l'ex officina trasformatori della Centrale Emilia, il nucleo storico, risalente agli anni Venti, di un impianto termoelettrico oggi funzionante a ciclo combinato

Il gruppo di lavoro è costituito da 22 ricercatori, di cui 13 a tempo pieno, che operano sotto la guida scientifica dei professori del Politecnico



LEAP fa parte di:



LEAP è certificato
UNI EN ISO
9001:2008



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

3

Attività LEAP

Ricerca in 6 settori:

1. Generazione di energia termica ad alta efficienza
2. Materia ed energia da rifiuti, residui e biomasse
3. Termoidraulica per impianti nucleari innovativi
4. Tecnologie per lo sfruttamento dei combustibili fossili e cattura della CO₂
5. Energie rinnovabili ed efficienza energetica
6. Emissioni gassose, polveri fini e qualità dell'aria

Consulenza e servizi:

1. Analisi modellistiche e simulazioni di impianti energetici
2. Prove su impianti: misure di temperatura in camere combustione, misurazione di particolato fine e nano-particelle in atmosfera e in flussi convogliati, misurazione di concentrazioni di inquinanti in flussi gassosi

Laboratori sperimentali:

1. heat_box: valutazione delle prestazioni di caldaie, potenza fino a 100 kW
2. wind_box: prove termo-fluidodinamiche su condotti da fumo per generatori di calore di piccola e media taglia
3. CO₂_box: determinazione delle proprietà termodinamiche di miscele a base di CO₂



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

4

Attività LEAP

Prove su impianti:



Laboratori sperimentali:



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

5

Sommario

- 1. Le bioenergie in Italia**
- 2. La biomassa come risorsa**
- 3. Percorsi di conversione dell'energia**
- 4. Combustione diretta**
- 5. Gassificazione**
- 6. Produzione di biocarburanti liquidi (BtL)**
- 7. Co-produzione di biocarburanti ed elettricità**
- 8. Digestione anaerobica e upgrading biogas**
- 9. Incentivazione dell'energia da biomassa**



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

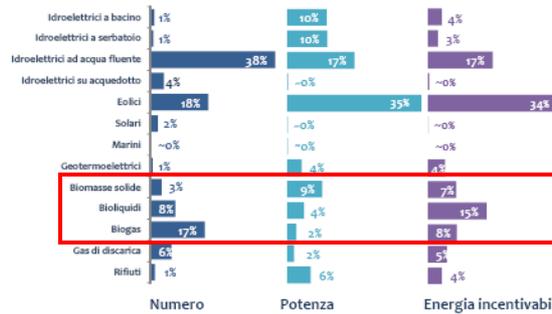
6

Le bioenergie in Italia (2011)

Impianti	in esercizio			a progetto		
	Numero	Potenza [MW]	Energia E _t [GWh]	Numero	Potenza [MW]	Energia E _t [GWh]
Idroelettrici a bacino	36	1.716	1.181	14	479	457
Idroelettrici a serbatoio	27	1.744	850	7	766	629
Idroelettrici ad acqua fluente	1.225	2.927	5.568	262	925	2.657
Idroelettrici su acquedotto	130	23	108	19	43	176
Eolici	567	5.862	11.143	385	2.627	10.027
Solari	71	7	9	2	1	1
Marini	1	~0	~0	~0	~0	~0
Geotermoelettrici	18	620	1.435	3	60	294
Biomasse solide	108	1.526	2.425	131	1.117	6.457
Bioliquidi	243	719	5.041	395	1.987	11.995
Biogas	531	378	2.501	169	149	1.060
Gas di discarica	205	281	1.637	19	22	112
Rifiuti	42	1.015	1.194	11	260	639
Totale complessivo	3.204	16.819	33.109	1.417	8.436	29.611

Totale in esercizio + a progetto 29.479 GWh

Impianti qualificati IAFR e in esercizio al 31 dicembre 2011



Fonte: GSE - Bollettino rinnovabili 2011



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

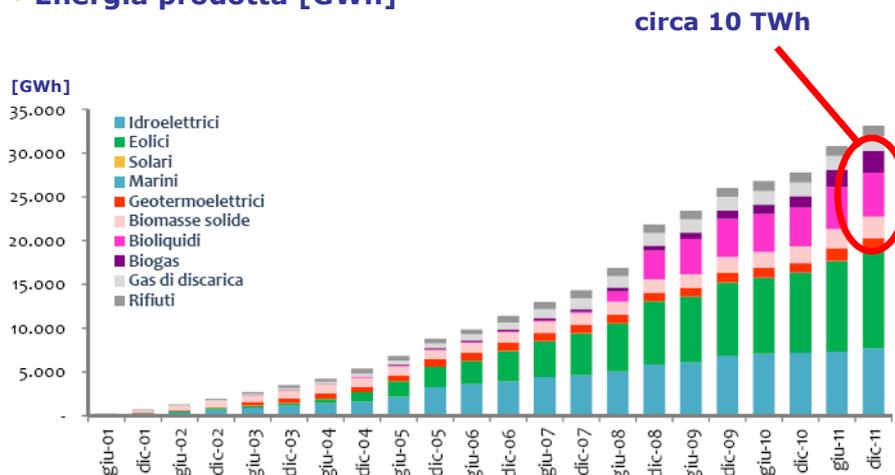
S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

7

Le bioenergie in Italia (2011)

Impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2011

• **Energia prodotta [GWh]**



Fonte GSE - Bollettino rinnovabili 2011



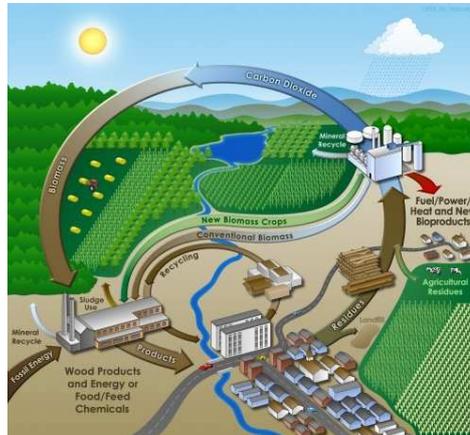
LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

8

La biomassa come fonte energetica

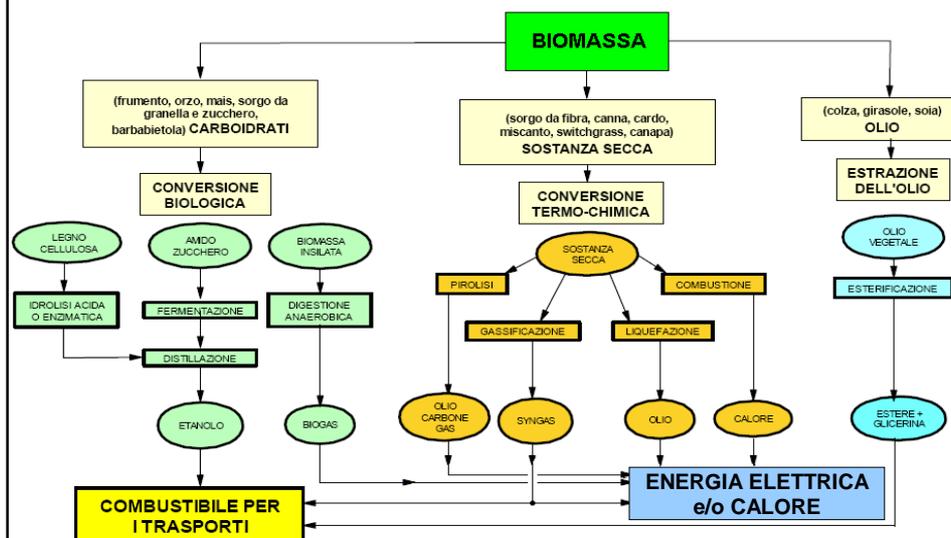
1. La biomassa utilizza l'energia solare per il suo accrescimento con tempi che vanno dai mesi alle decine di anni, quindi può essere ricostituita indefinitamente e per questo motivo è una fonte di energia rinnovabile.
2. Essendo di fatto un serbatoio di energia, risolve due problemi tipici delle fonti rinnovabili:
 - la discontinuità
 - lo stoccaggio



L'uso energetico delle biomasse presenta un bilancio di CO₂ sostanzialmente nullo perché la quantità di CO₂ emessa è compensata da quella che è stata utilizzata con la fotosintesi per la crescita.



Percorsi di conversione energetica



Gasificazione: letti fissi

Controcorrente:

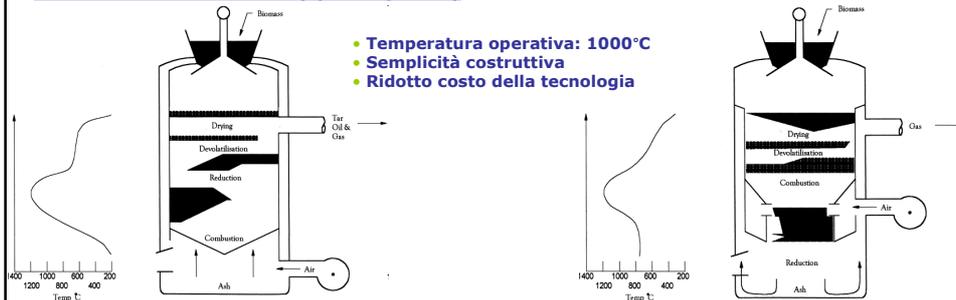
- Alimentazione biomassa dall'alto / aria dal basso
- Temperatura uscita syngas 200-300°C -> alta efficienza
- Elevata presenza di tar / Ridotto contenuto di particolato nel syngas

Co-corrente:

- Stessa direzione di movimento biomassa - aria
- Temperatura uscita syngas 900-1000°C -> bassa efficienza
- Elevata presenza di particolato / Ridotto contenuto di tar nel syngas

Letto fisso in controcorrente (up draft gasifier)

Letto fisso in co-corrente (down draft gasifier)



- Temperatura operativa: 1000°C
- Semplicità costruttiva
- Ridotto costo della tecnologia

Fonte: P. McKendry "Energy production from biomass: gasification technologies"

LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

13

Gasificazione: letti fluidi

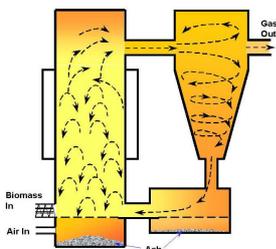
Letto bollente:

- Passaggio del gas attraverso il materiale inerte
- Velocità del gas all'interno del reattore = velocità fluidizzazione letto
- Cracking dei componenti volatili a contatto con le parti calde del letto

Letto circolante:

- Materiale solido fatto circolare tra il reattore e un ciclone di separazione ceneri -> deposito ceneri e ricircolo tar
- Velocità del gas all'interno del reattore > velocità fluidizzazione letto
- Possibile pressurizzazione del reattore -> utilizzo diretto syngas in sistemi di conversione ad alta pressione (turbine a gas)

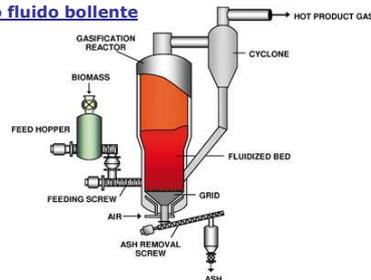
Letto fluido circolante



- Omogeneità e uniformità di temperatura grazie alla fluidizzazione del materiale all'interno del reattore
- Elevati tassi di conversione
- Basse produzioni di tar

Fonte: Springvale Businesses Ltd.

Letto fluido bollente



Fonte: ANDRITZ Group

LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

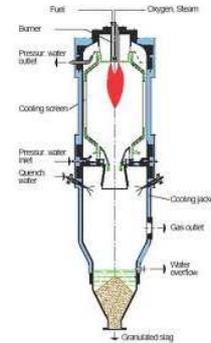
14

Gasificazione: letti trascinati

Studio di sistemi di gassificazione delle biomasse tramite letti fluidi trascinati e ipotesi di co-gassificazione con carbone

Potenzialità:

- Minore costo dei rispettivi reattori a letto fluidizzato
- La temperatura di gassificazione (1200 -1500°C) garantisce il cracking termico dei tar (evita il cracker)
- Possibilità di co-gassificare carbone e biomassa
- Commercialmente disponibili anche in grandi taglie
- L'esperienza maturata da decenni nella gassificazione del carbone assicura una buona affidabilità



Problematiche:

- La struttura fibrosa e l'elevato contenuto di acqua di molte biomasse rendono impossibile l'utilizzo diretto nei gassificatori commercializzati per il carbone
- Alimentazione (pressurizzazione e trasporto) e dosaggio del flusso di biomassa;
- Completa conversione (gassificazione) del combustibile: vincoli sulle dimensioni delle particelle e contenuto di umidità
- Adeguatezza ed efficienza del processo di essiccazione (drying)



Biomass-to-Liquid (BtL)

Principali vantaggi:

- Utilizzo grande varietà di biomasse ligno-cellulosiche (legnose + erbacee):
 - prodotti non alimentari (no competizione con mercato alimentare)
 - scarti di lavorazione (potature, segatura, sfalci)
- Utilizzo diretto: no modifiche ai motori ed alla rete distributiva
- Altissima qualità dei prodotti liquidi (sulphur free diesel)
- Combustibili ottenuti utilizzabili per "tagliare" le benzine fossili



BtL: conversione fisica (spremitura)

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

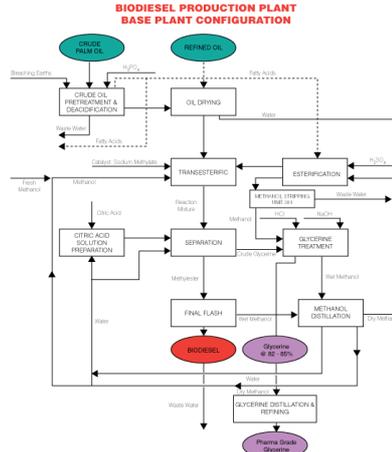
L'olio vegetale può essere utilizzato direttamente in motori Diesel o convertito in "biodiesel" (trans-esterificazione con metanolo):

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

MCI per utilizzo olio vegetale (combustione)



Fonte: Reliance Energy Resources, Ll.



Fonte: Plant Biofuels Corporation

17



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

BtL: conversione biologica (fermentaz. alcolica)

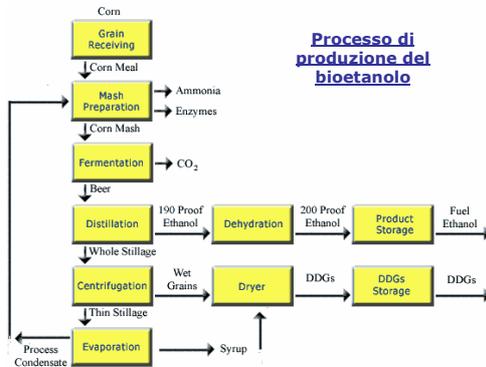
Converte gli zuccheri in alcool etilico ("bioetanolo"):



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).



Fonte: Renewable Energy Institute

Impianto di produzione del bioetanolo



Fonte: Tianjin Energy Resources Limited

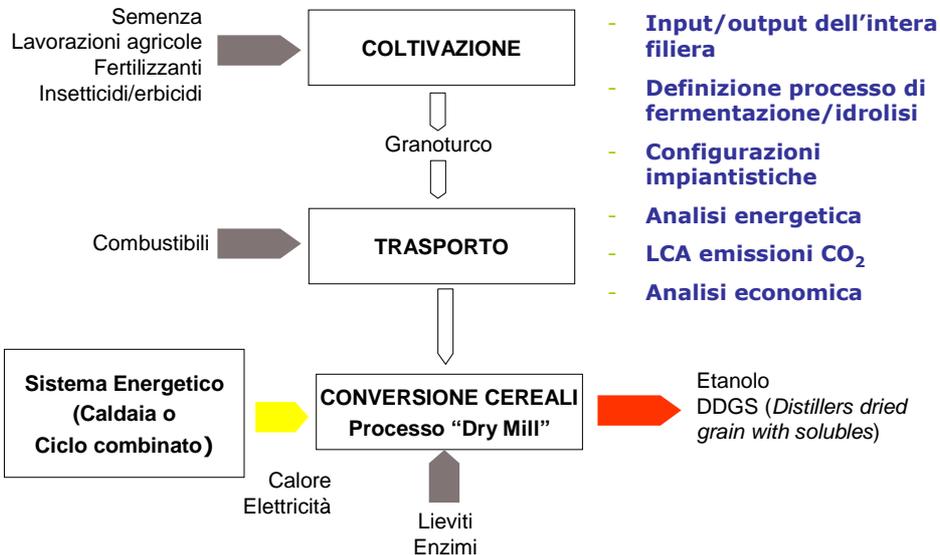
18



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

Produzione di bioetanolo da granoturco



VALUTAZIONE

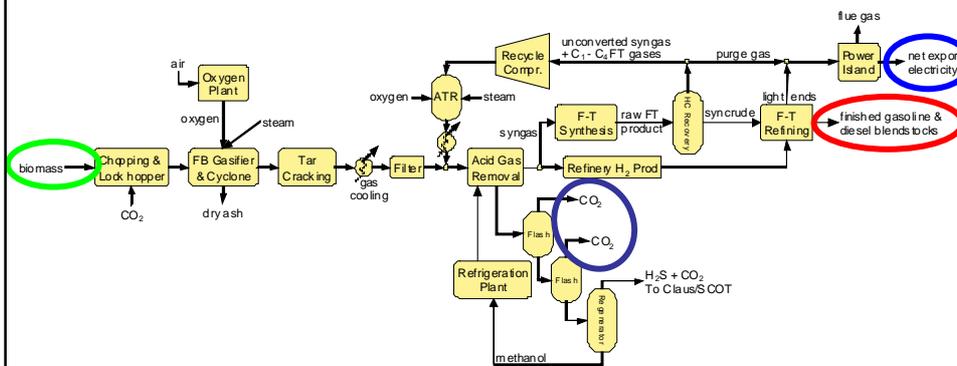
- Input/output dell'intera filiera
- Definizione processo di fermentazione/idrolisi
- Configurazioni impiantistiche
- Analisi energetica
- LCA emissioni CO₂
- Analisi economica



BtL: conversione termochimica (gasif. + 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

Impianto di gasificazione a letto fluido con isola di sintesi Fischer-Tropsch e produzione di energia elettrica

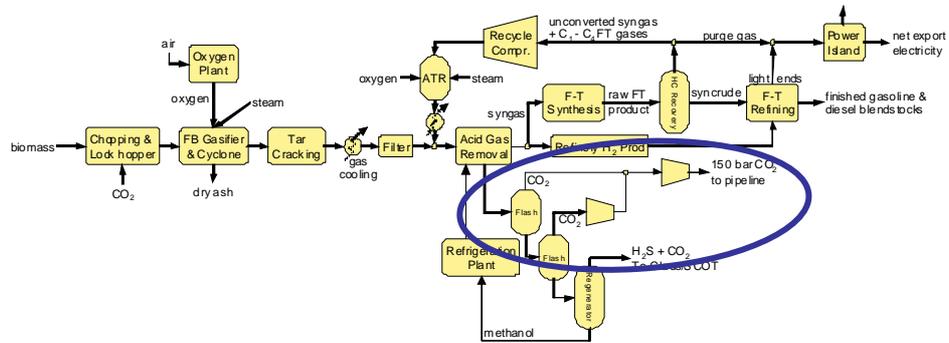


Fonte: LEAP/Polimi



BtL: Fischer-Tropsch + cattura CO₂

Impianto di gasificazione a letto fluido con isola di sintesi Fischer-Tropsch, produzione di energia elettrica e cattura della CO₂

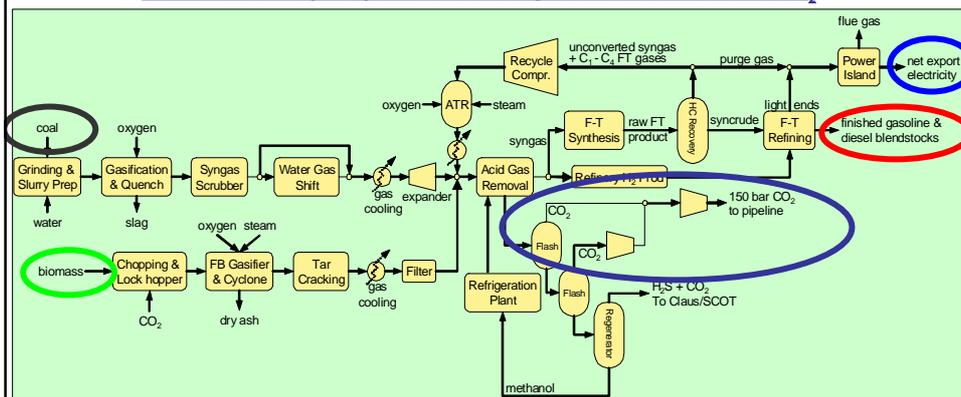


Fonte: LEAP/Polimi



(C+B)tL + cattura CO₂

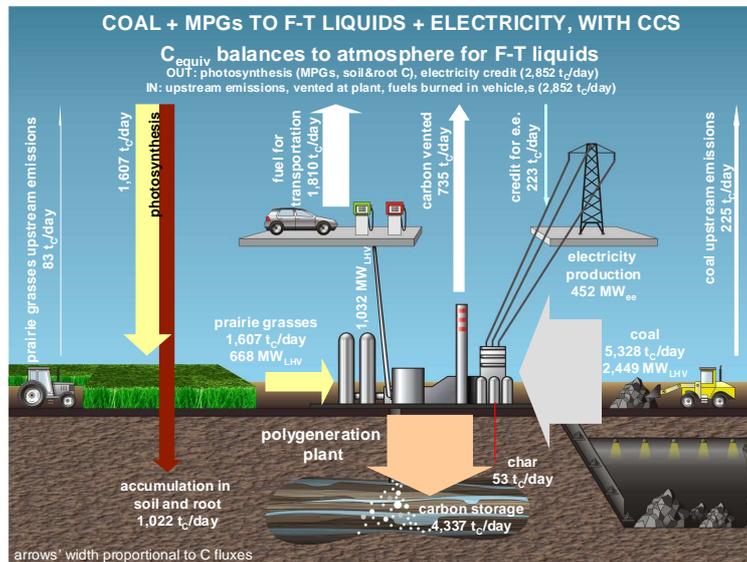
Impianto di gasificazione a doppia linea (carbone + biomassa) con isola di sintesi Fischer-Tropsch, produzione di energia elettrica e cattura della CO₂



Fonte: LEAP/Polimi



(C+B)tL + cattura CO₂



Fonte: Eric D. Larson , Giulia Fiorese , Guangjian Liu , Robert H. Williams , Thomas G. Kreutz and Stefano Consonni "Co-production of decarbonized synfuels and electricity from coal + biomass with CO₂ capture and storage: an Illinois case study"



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

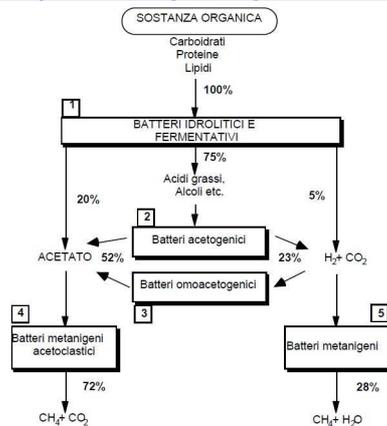
S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

23

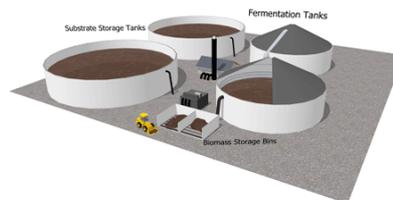
Digestione anaerobica

Processo biologico per mezzo del quale, in assenza di ossigeno, la sostanza organica viene trasformata con una conversione parziale in un gas costituito principalmente da metano e anidride carbonica e chiamato biogas

Schema del processo biologico di digestione anaerobica



Fonte: Octafarm



Fonte: P. Navarotto "La produzione di biogas"



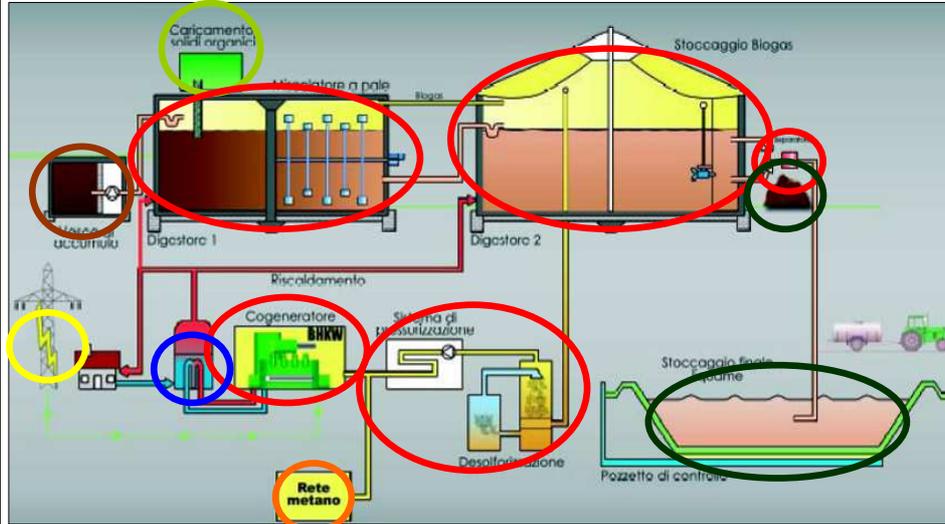
LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

24

Digestione anaerobica

Schema di un impianto di digestione anaerobica



Fonte: Thoeni Biogas



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

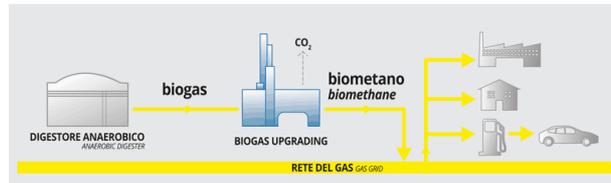
S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

25

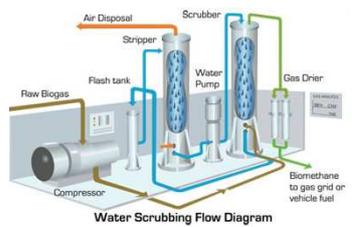
Upgrading biogas

Il biometano è una versione purificata di biogas, che viene privato di gran parte del contenuto di anidride carbonica (CO_2).

È un processo di "upgrading" che richiede tecnologie piuttosto sofisticate, economicamente sostenibili solo su scala più grande rispetto ai singoli impianti biogas per la generazione di elettricità.



Upgrading con acqua

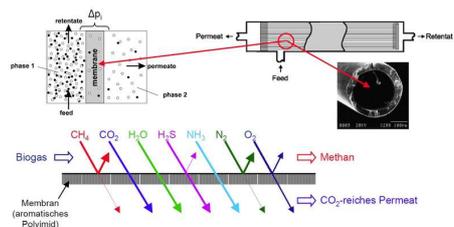


Fonte: Greenlane Biogas



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

Upgrading con membrane



Fonte: SEBE Biogas

26

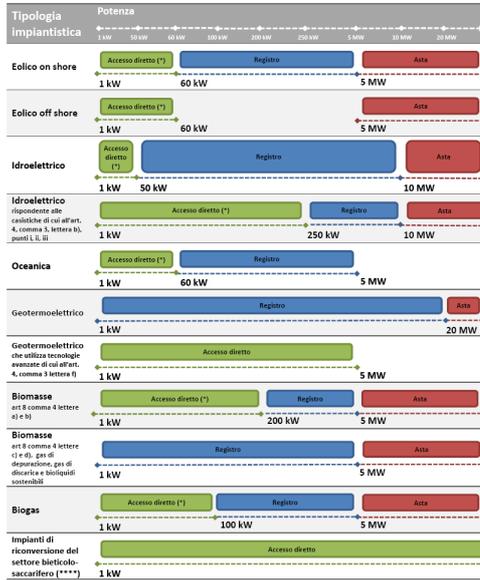
Dopo il 31 dicembre 2012

- **Dlgs. 28/2011: criteri generali per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti IAFR (3 marzo 2011)**
- **Decreto rinnovabili elettriche: specifica delle condizioni e delle entità delle incentivazioni (9 luglio 2012)**

Contingenti di potenza annui previsti (registro e aste)

		2013	2014	2015
		MW	MW	MW
Biomasse di cui all'articolo 8 comma 4, lettere a), b) e d), biogas, gas di depurazione e gas di discarica e bioliquidi sostenibili	R	170	160	160
	A	120	0	0
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettera c)	R	30	0	0
	A	350	0	0

Modalità di accesso agli incentivi



Fonte: GSE

27

Incentivi rinnovabili elettriche

Piani di incentivazione per impianti < 1 MW_e



Numerazione L.244/2007	Fonte	Tariffa (€/MWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	300
3	Geotermica	200
4	Moto ondoso e maremotrice	340
5	Idrraulica diversa da quella del punto precedente	220
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009. Alcol etilico di origine agricola proveniente dalla distillazione dei sottoprodotti della vinificazione.	280
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	180

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza kW	VITA UTILE degli IMPIANTI (anni)	TARIFFA INCENTIVANTE BASE (per il 2013) (€/MWh)	PREMI (Pj)															
					Biomasse da fienile		Riduzione gas serra		Requisiti di emissioni in atmosfera		Cogenerazione ad alto rendimento		Cogenerazione ad alto rendimento + telerealdamento		Cogenerazione ad alto rendimento + recupero aianto per produrre fertilizzanti		Cogenerazione ad alto rendimento + recupero aianto per produrre fertilizzanti		Recupero 40% aianto per produrre fertilizzanti	
					€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Biogas	a) prodotti di origine biologica	1-P-3000	20	180																
		300-P-6000	20	160																
		600-P-10000	20	140																
		1000-P-50000	20	104																
		P-5000	20	91																
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1-P-3000	20	216																
		300-P-6000	20	206																
		600-P-10000	20	178																
		1000-P-50000	20	125																
		P-5000	20	101																
c) i rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfaitariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	1-P-3000	20	216																	
	300-P-6000	20	216																	
	600-P-10000	20	109																	
	1000-P-50000	20	85																	
	P-5000	20	79																	
Biomasse	a) prodotti di origine biologica	1-P-3000	20	279																
		300-P-6000	20	180																
		600-P-10000	20	133																
		1000-P-50000	20	122																
		P-5000	20	122																
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1-P-3000	20	257																
		300-P-6000	20	209																
		600-P-10000	20	161																
		1000-P-50000	20	145																
		P-5000	20	174																

Fonte: GSE

28

Confronto incentivazione attuale vs. futura

Impianti a biogas

- Potenza impianto: 250 kW_e
- Alimentazione: solo liquame bovino
- Costo impianto: 6.500 €/kW_e
- Costo produzione liquame: 0 €/t
- Costi O&M: 0,06 €/kWh
- Ore/anno equivalenti: 7.800

Con solo nuovo incentivo base
c'è ancora redditività

Incentivazione attuale

- T.O.= 280 €/MWh
- TIR: ≈ 20%
- PBT: ≈ 5 anni (con T.A. al 5%)

Incentivazione base futura

- I.B.= 236 €/MWh
- TIR: ≈ 15%
- PBT: ≈ 7 anni (con T.A. al 5%)

Solo liquame bovino --> liquame bovino + silomais (70%-30% in peso)

- Costo produzione silomais: 35 €/t

Incentivazione attuale

- T.O.= 280 €/MWh
- TIR: ≈ 11%
- PBT: ≈ 8 anni (con T.A. al 5%)

Incentivazione base futura

- I.B.= 236 €/MWh
- TIR: ≈ 5%
- PBT: ≈ 17 anni (con T.A. al 5%)



Confronto incentivazione attuale vs. futura

Impianti a biogas

- Potenza impianto: 999 kW_e
- Alimentazione: liquame bovino + silomais (70%-30% in peso)
- Costo impianto: 4.000 €/kW_e
- Costo produzione silomais: 35 €/t
- Costi O&M: 0,05 €/kWh
- Ore/anno equivalenti: 7.800

Con solo nuovo incentivo base
redditività inesistente

Incentivazione attuale

- T.O.= 280 €/MWh
- TIR: ≈ 22%
- PBT: ≈ 5 anni (con T.A. al 5%)

Incentivazione base futura

- I.B.= 178 €/MWh
- TIR: n.d.
- PBT: n.d.

I parametri che influenzano la valutazione sono molti e variabili (rapporto liquame/insilato, produzione propria/acquisto insilato, costo tecnologia, costi O&M, ore/anno equivalenti, fiscalità, ...)

I premi introdotti (cogenerazione ad alto rendimento, recupero azoto, ...) possono migliorare la redditività ma non sempre possono essere effettivamente realizzati/essere convenienti



Al termine degli incentivi

Ritiro dedicato

Modalità semplificata per il collocamento dell'energia elettrica immessa in rete alternativa ai contratti bilaterali/vendita diretta in borsa (Delibera AEEG 280/2007 e s.m.i.)

- Prezzo minimo garantito: 116 €/MWh
- Prezzo medio zonale: 90 €/MWh

Potenza impianto	250 kWe	999 kWe
Alimentazione	Liquame bovino + silomais (70%-30%)	Liquame bovino + silomais (70%-30%)
Prezzo vendita E.E. che rende nullo il MOL	210 €/MWh	183 €/MWh
Costo prod./prezzo acquisto silomais che rende nullo il MOL	≈ 3 €/t	≈ 11 €/t

Senza incentivi il MOL dell'impianto risulta negativo. Conviene esercitare ancora l'impianto quando:

- Prezzi medi zonali paragonabili a tariffa incentivante
- Costi silomais estremamente bassi



Conclusioni

- 1. Incentivi notevolmente ridotti rispetto al recente passato --> indispensabile perseguire elevate prestazioni e contenimento costi**
- 2. Per produzione elettricità, continuano ad essere molto favoriti impianti di piccola potenza**
- 3. Appare prioritario l'utilizzo di residui (--> sostenibilità, ottimizzazione gestione rifiuti)**
- 4. Potenzialità degli impieghi termici**
- 5. Indispensabile la compiuta valutazione degli impatti**
- 6. Fattori chiave: Recupero, Sostenibilità, Integrazione, Ottimizzazione**



Conclusioni



GRAZIE PER L'ATTENZIONE !

Prof. Stefano Consonni

**Politecnico di Milano
Consorzio LEAP**

**info.leap@polimi.it
stefano.consonni@polimi.it
www.leap.polimi.it
www.gecos.polimi.it**



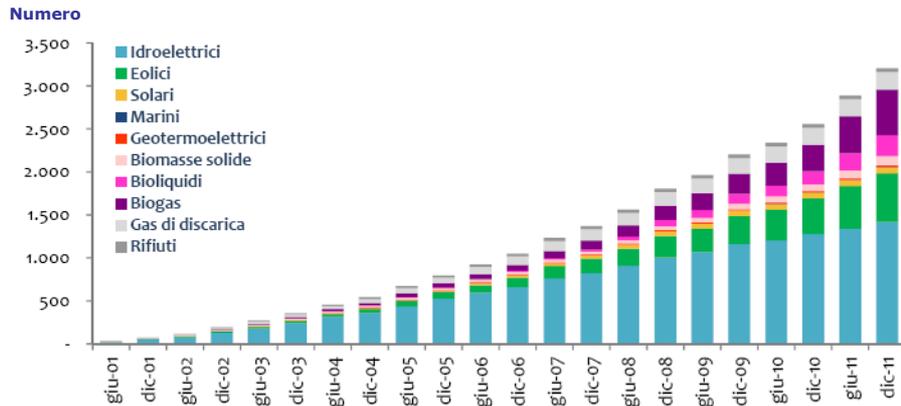
Back up slides



Le bioenergie in Italia (2011)

Impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2011

- Numero



Fonte GSE - Bollettino rinnovabili 2011



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

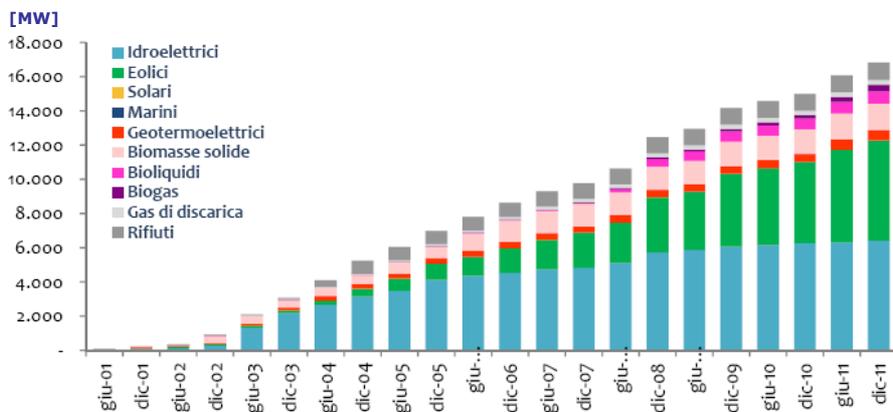
S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

35

Le bioenergie in Italia (2011)

Impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2011

- Potenza installata [MW]



Fonte GSE - Bollettino rinnovabili 2011



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

36

Produzione di bioetanolo da granoturco

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)

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

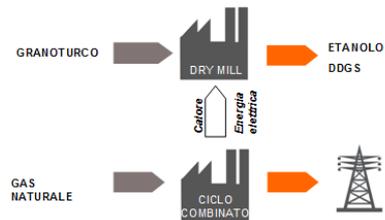


3. ciclo combinato con turbina a vapore ad estrazione e condensazione:

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

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, $\eta_{EL} = 33.8\%$



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

37

Produzione di bioetanolo da granoturco

La filiera di produzione di bioetanolo da mais:

- contribuisce a ridurre le emissioni di CO_2 rispetto all'uso della benzina (-33% gCO_2/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 CO_2 evitata prossimo ai 300 €/tonn, un valore molto superiore a quello prospettato per strategie alternative (altre fonti rinnovabili, cattura CO_2 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)



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

S. Consonni - Assolombarda, Milano 12/11/2012

38

Co-produzione: BtL + elettricità

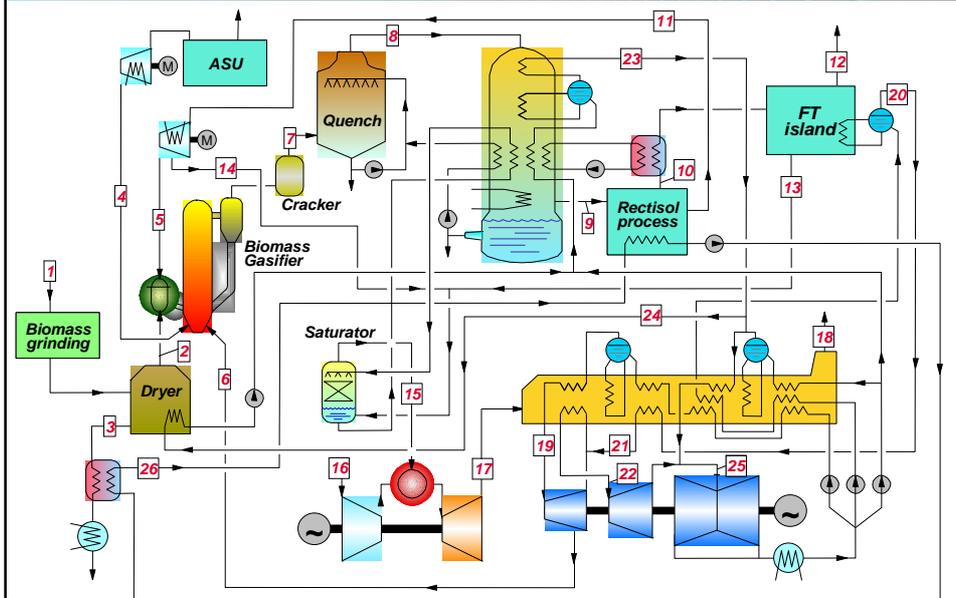
1. Unità di pre-trattamento: dryer e cippatore
2. Unità di gassificazione
3. Pulizia del syngas
4. Unità Rectisol di rimozione gas acidi (H_2S e CO_2)
5. Processo Fischer-Tropsch
6. Turbina a Gas
7. Ciclo vapore a recupero

Potenzialità e problematiche:

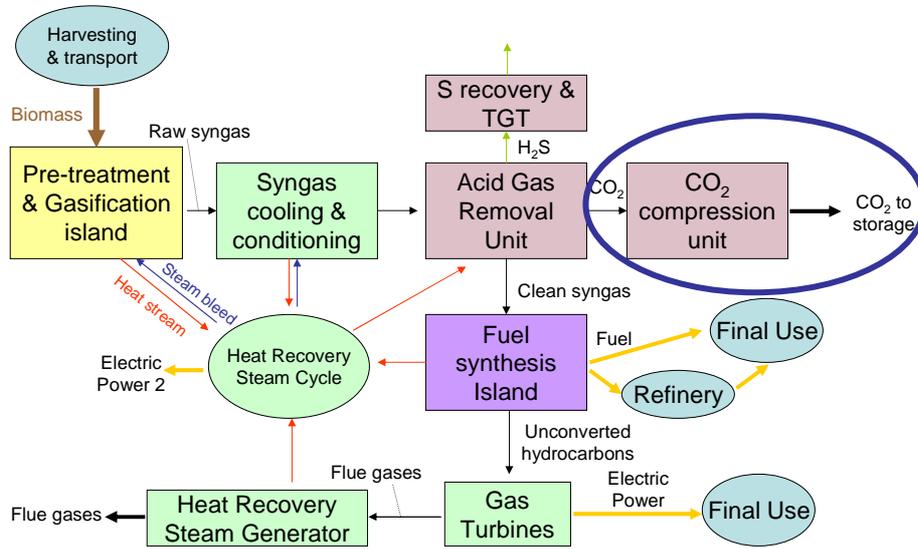
- Prestazioni termodinamiche interessanti: rendimento di conversione in combustibili 37% (base PCI) + rendimento elettrico 16%. Totale 50-55%
- Tuttavia, competitivo solo per costi del barile molto superiori ai 100 \$
- Per la competitività è necessaria sostanziale incentivazione --> distorsione, competizione elettricità/combustibili, etc.



BtL + elettricità



BtL + elettricità + cattura CO₂



Vista di un moderno impianto



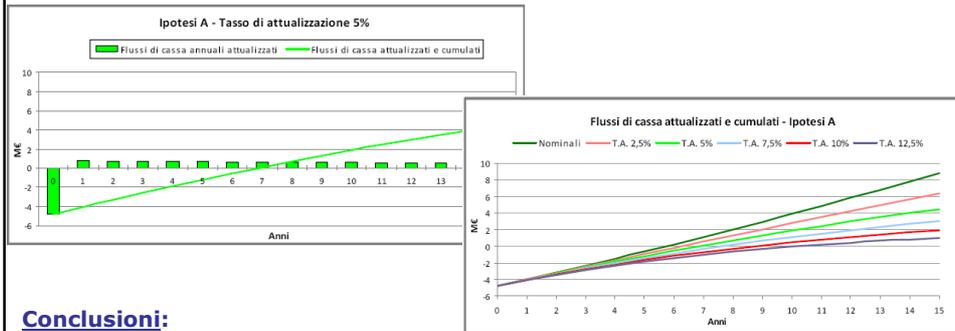
Fonte: P. Navarotto - *Digestione anaerobica delle biomasse: lo stato dell'arte* - 25/11/2008



Digestione anaerobica: valutazione impianti

Esempio di un caso analizzato:

- **Taglia impianto: 999 kW_{el}**
- **Biomasse alimentate: reflui zootecnici + biomasse vegetali (insilati)**
- **Tecnologia di conversione energetica: Motore a ciclo Otto**



Conclusioni:

- **Il tempo di ritorno dell'investimento si assesta tra i 5 e i 9 anni**
- **Senza la presenza di un'incentivazione sul ritiro dell'energia elettrica prodotta (Tariffa Omnicomprensiva/Certificati Verdi) il Margine Operativo diventa negativo**

