



*Giornata di Studio:
Digestione Anaerobica da BIOrifiuti:
fra ricerca, sviluppo industriale e impatti ambientali*



*20 marzo 2015
Scuola di Ingegneria - Università degli Studi di Firenze*

Conversione energetica del biogas da digestione anaerobica

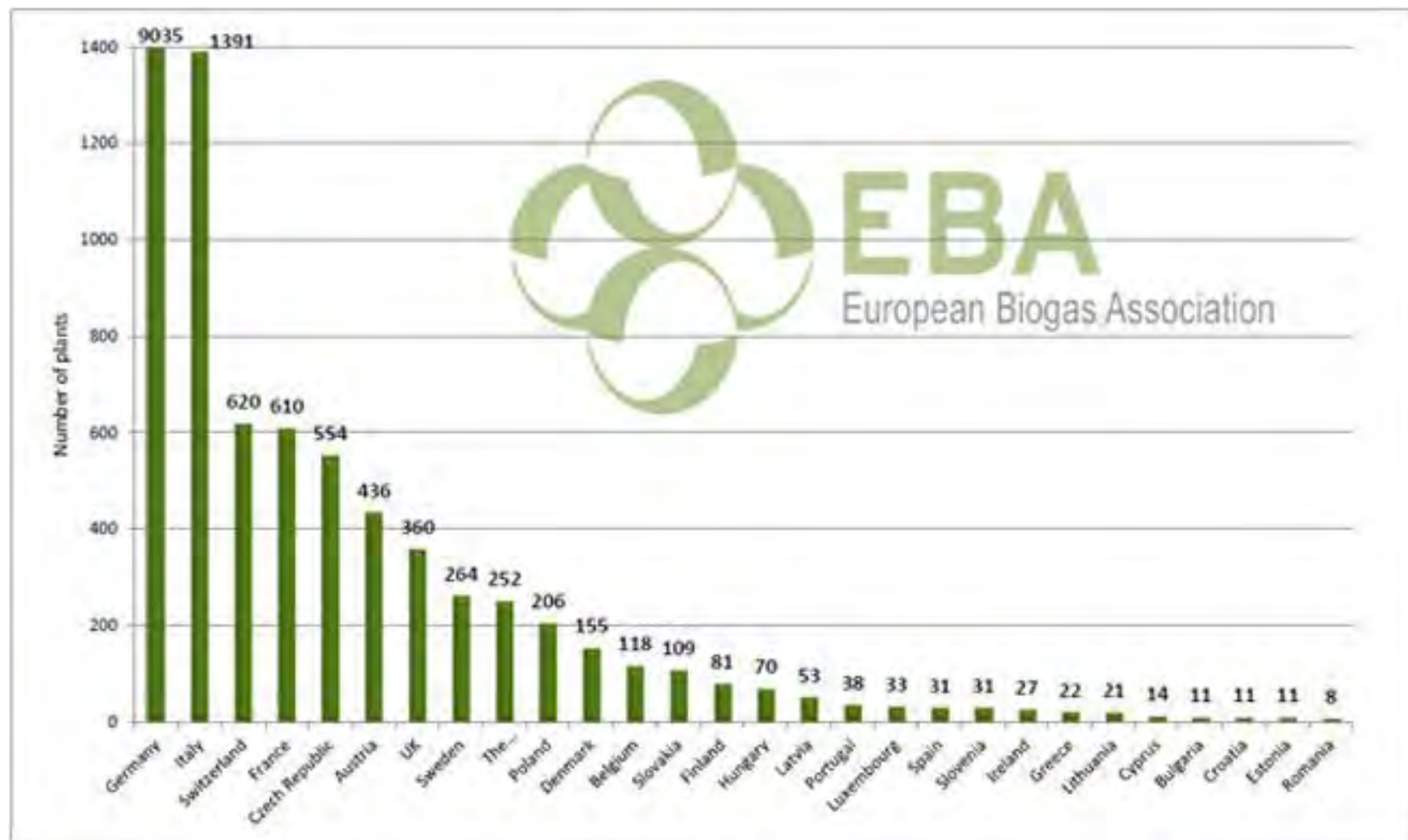
Argomenti:

- *EE da biogas*
- *Sistemi di conversione*
- *Esempi di bilanci energetici*
- *Fattibilità economica*

Ing. Lorenzo Ferrari

lorenzo.ferrari@iccom.cnr.it

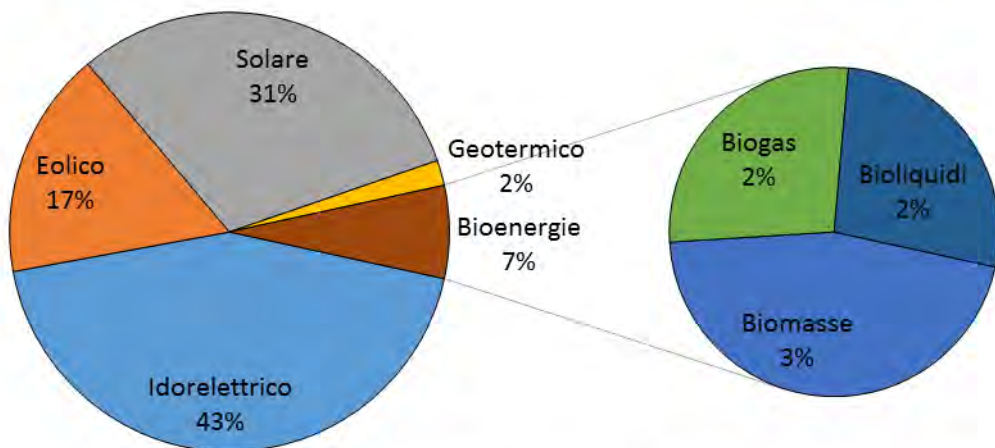
Impianti a Biogas in Europa



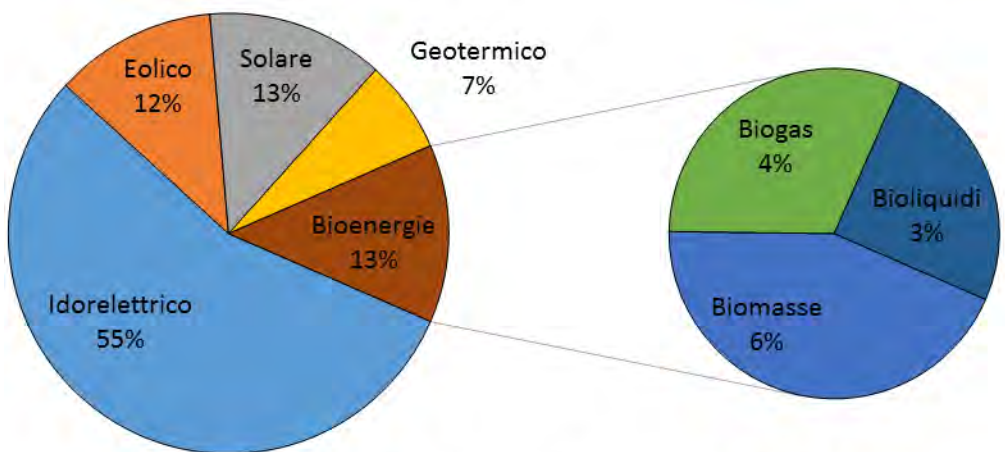
14 563 biogas plants in Europe with total installed capacity of 7 857 MWe (2013)

EE da Biogas nel panorama delle RES

fonte: SIMERI (2011)

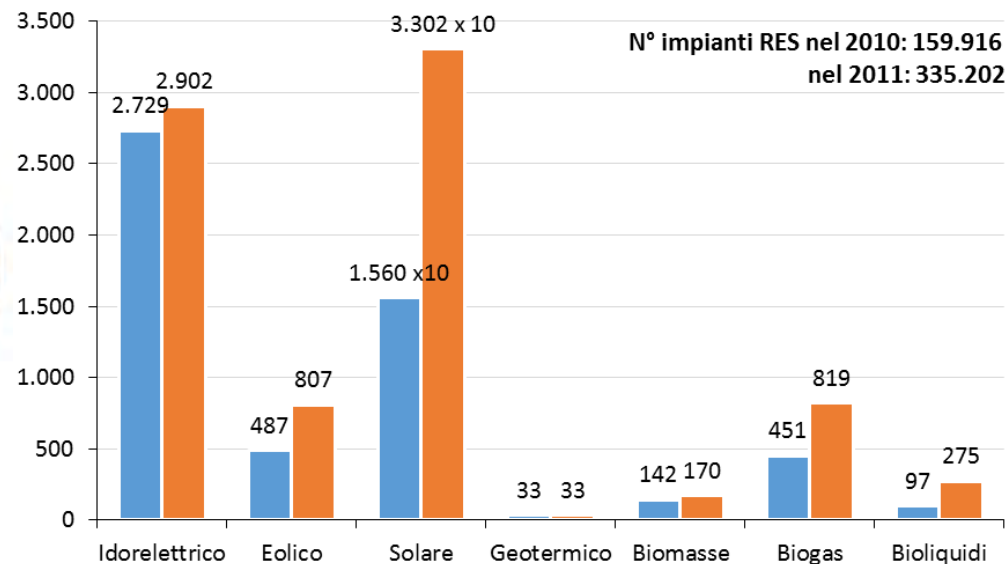


Potenza RES nel 2011: 41.399 MW (30.284 MW nel 2010)



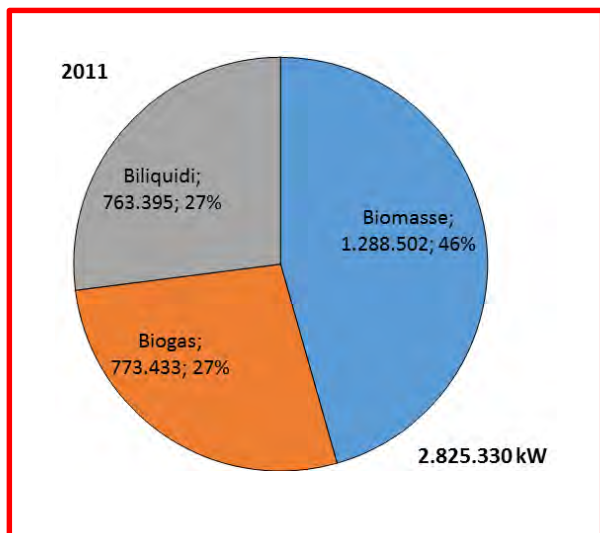
Energia da RES nel 2011: 82.961,5 GWh (76.964,4 GWh nel 2010)

- Dal 2010 al 2011 il numero di impianti ad energia rinnovabile in Italia è raddoppiato (da 159.895 a 335.151) mentre la potenza installata è passata da 30 a 41MW (+37%)
- La variazione rispetto al 2010 è dovuta principalmente agli impianti fotovoltaici che sono passati da 155.977 a 330.196 unità con potenza installata da 3.470 MW a 12.773 MW
- Aumentano dell'81% gli impianti alimentati con bioenergie e solamente del 20% la potenza installata (474 MW), la maggior parte sono di piccola taglia a biogas o bioliquidi.

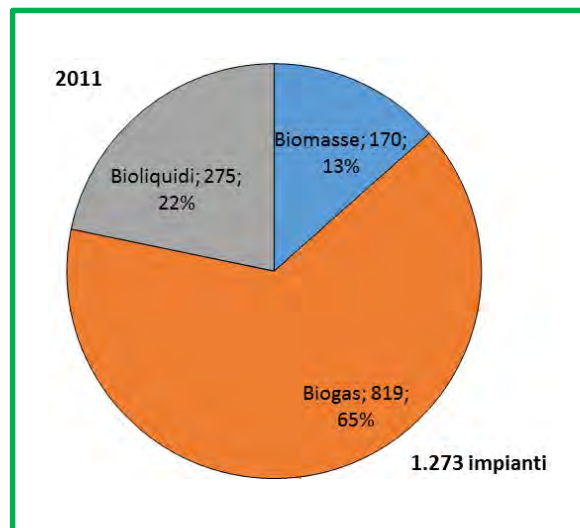


Bioenergie

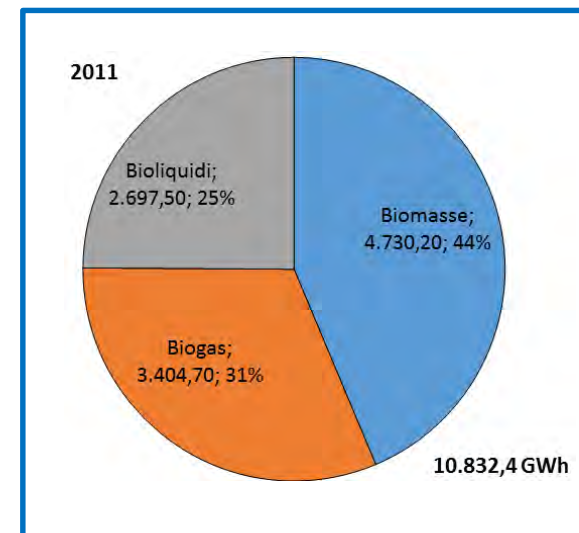
fonte: SIMERI (2011)



Potenza (kW)



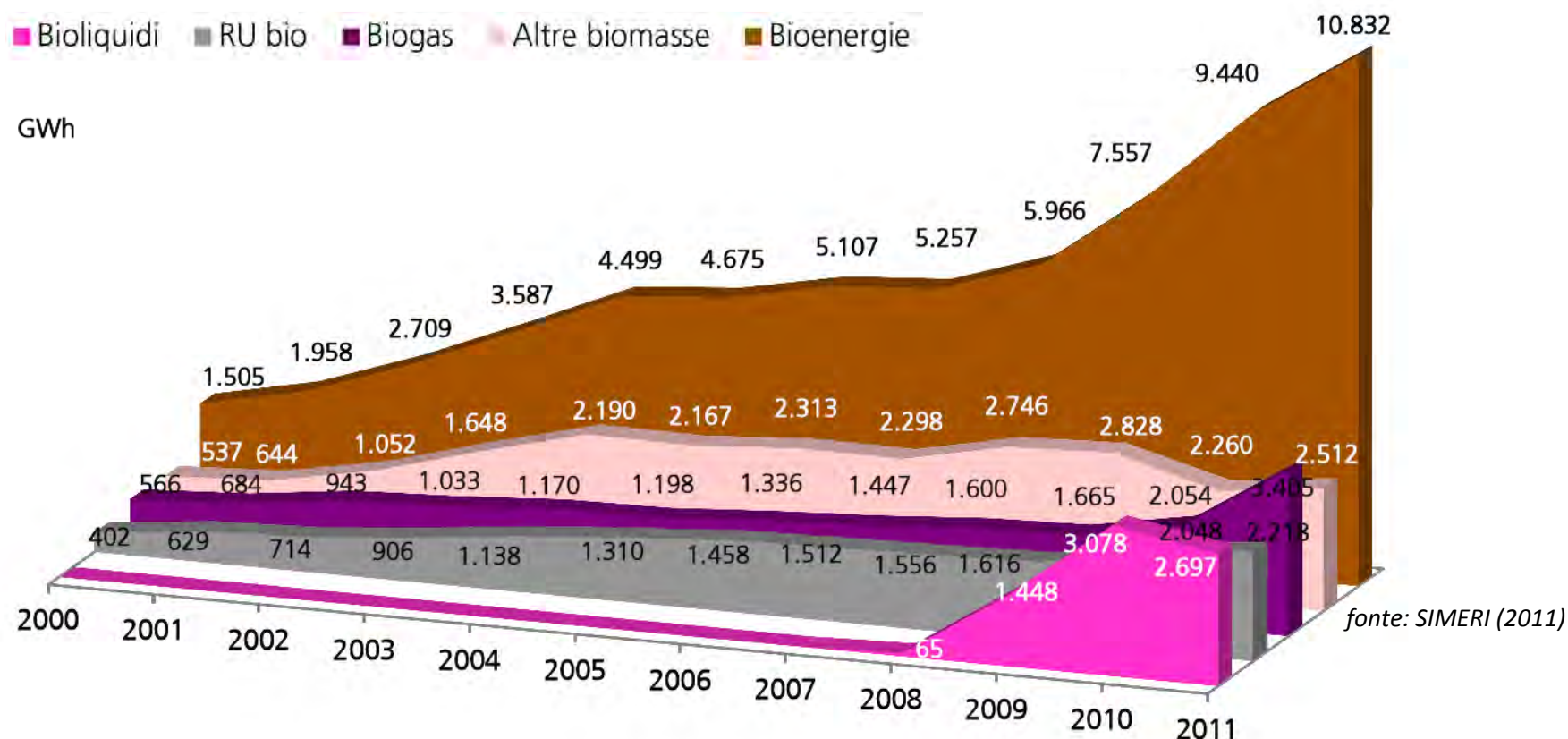
N° impianti



Energia (GWh)

- Gli impianti più numerosi sono quelli alimentati con i biogas (65%), seguiti da quelli a bioliquidi (22%) e infine da quelli a biomasse (13%).
- In termini di potenza, dei 2.825 MW il 46% è riferito a impianti che bruciano biomasse, il 27% utilizza bioliquidi e il restante 27% è alimentato da biogas.
- Questo dipende dalla taglia media degli impianti: i biogas hanno potenza installata media pari a poco meno di 1 MW mentre gli impianti a biomasse e rifiuti arrivano a circa 8 MW medi.

Energia da Biomasse



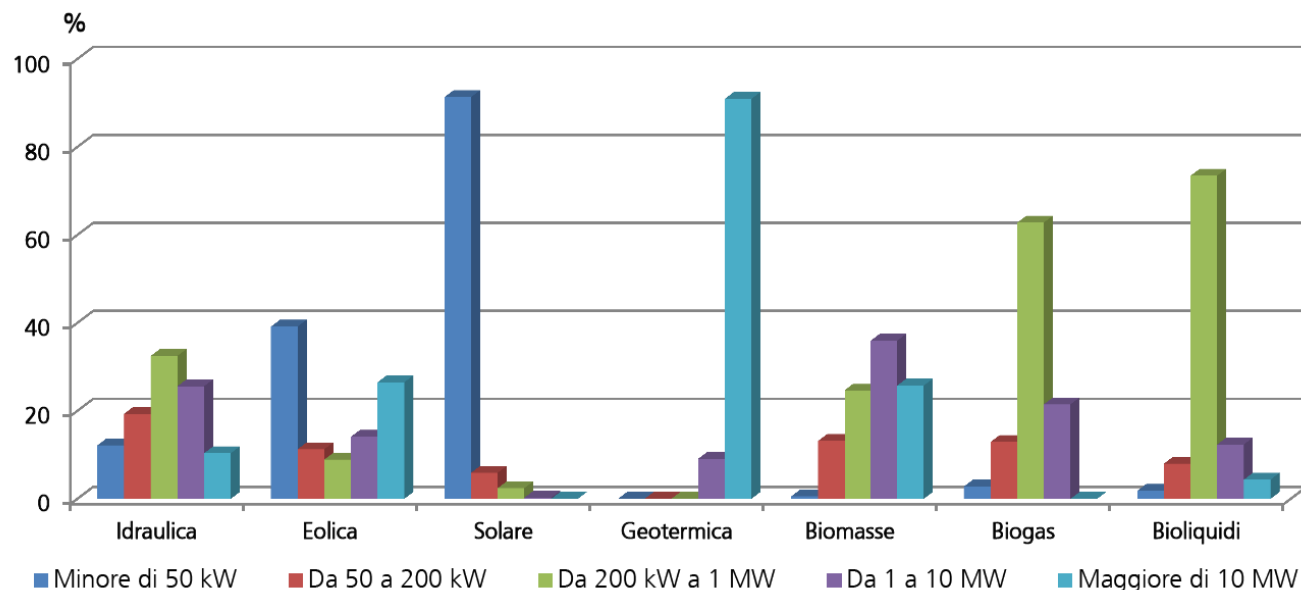
- Crescita media annua del 25%
- Prevista nel 2020 una potenza installata di 1700 MWel ed una produzione di circa 7.500 GWh

Impianti a Biogas

	2010			2011			Variazione %		
	<i>n°</i>	<i>kW</i>	<i>GWh</i>	<i>n°</i>	<i>kW</i>	<i>GWh</i>	<i>n°</i>	<i>Potenza</i>	<i>Energia</i>
Biogas	451	507.704	2054,1	819	773.433	3404,7	81,6	52,3	65,7
– da rifiuti	228	341.338	1.414,8	260	356.357	1.528,1	14,0	4,4	8,0
– da fanghi	47	14.569	28,2	60	29.721	62,5	27,7	104,0	121,5
– da deiezioni animali	95	41.371	221,0	165	89.487	361,6	73,7	116,3	63,6
– da attività agricole e forestali	81	110.426	390,2	334	297.868	1.452,5	312,3	169,7	272,3

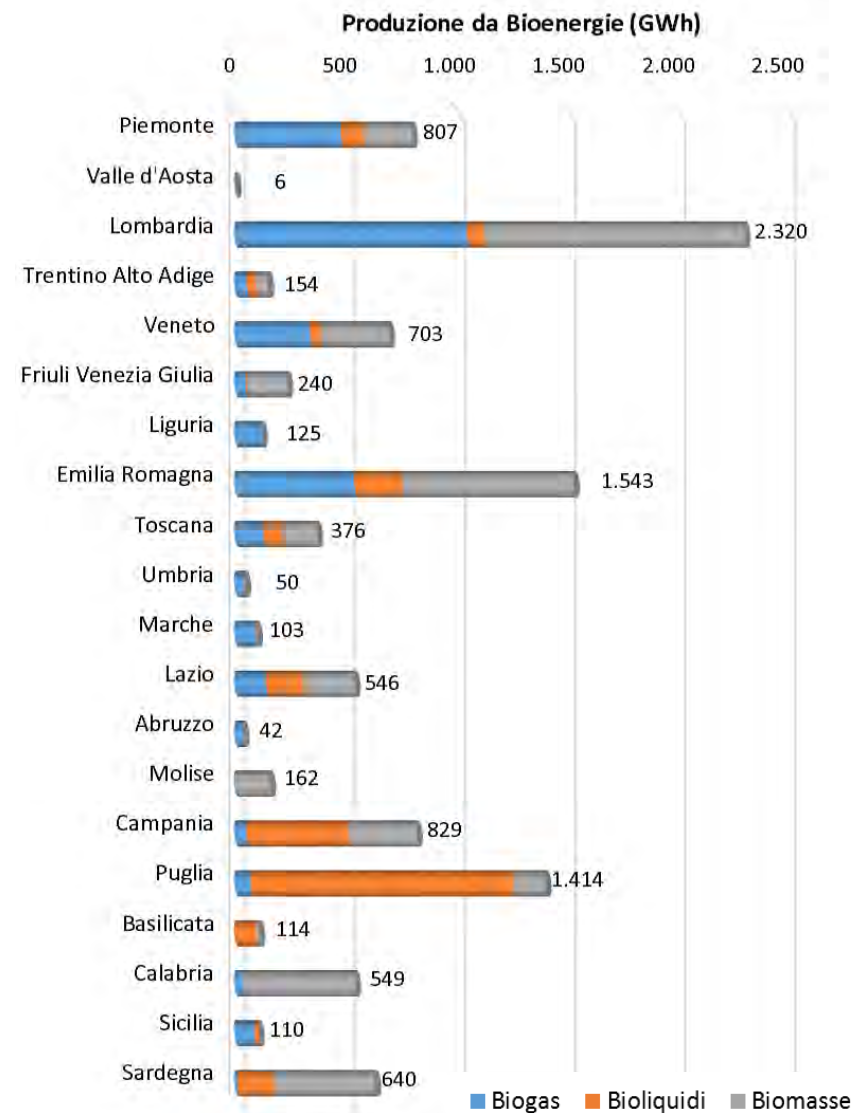
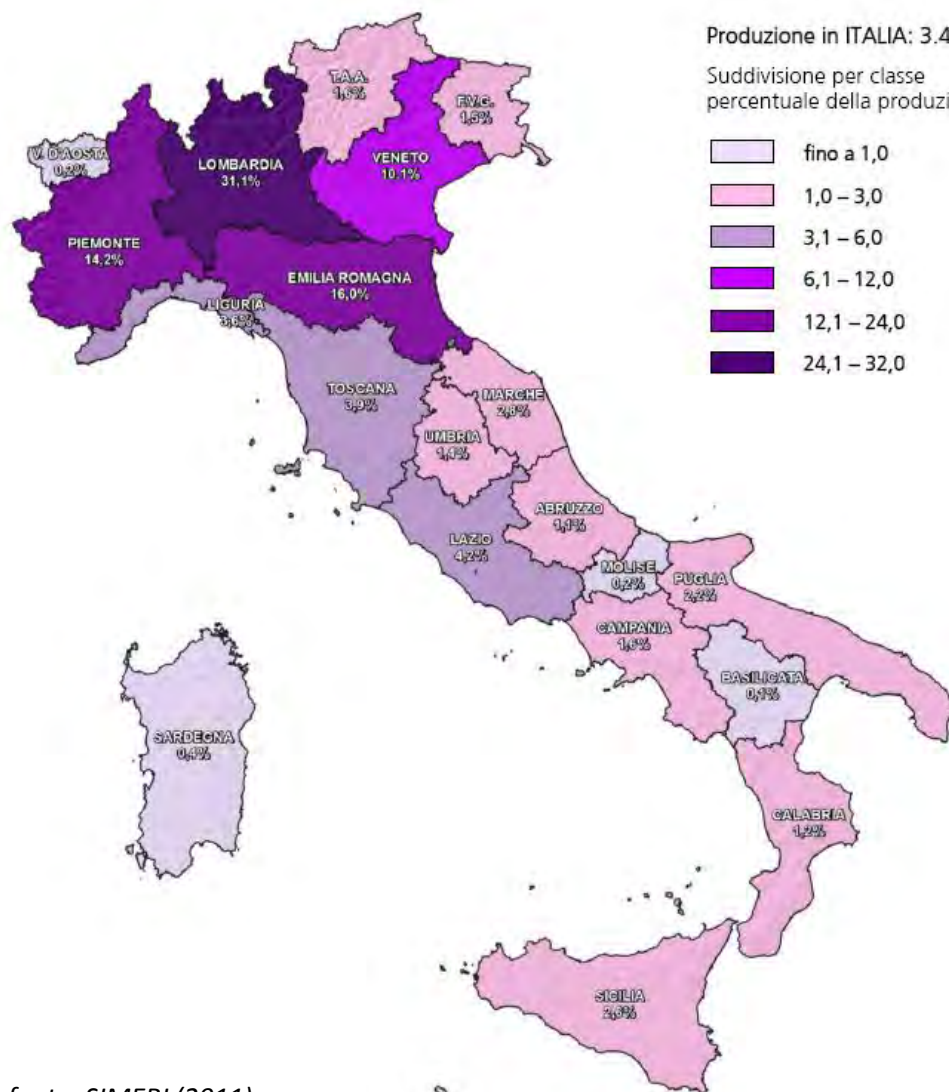
fonte: SIMERI (2011)

- Crescita del numero di impianti totali (quasi raddoppiati)
- In percentuale quelli di produzione da biogas da attività agricole e forestali sono quelli con il maggior aumento
- La potenza installata è aumentata, ma meno dell'energia prodotta. La tendenza è stata quella di installare impianti di piccola potenza



fonte: SIMERI (2011)

Ripartizione regionale



fonte: SIMERI (2011)

Caratteristiche del biogas

fonte: [5]

- Il biogas contiene tipicamente il 50-75% metano, il 25-45% di biossido di carbonio, il 2-8% di vapore d'acqua e tracce di O_2 , NH_3 , H_2 , H_2S .
- Il potere calorifico del biogas dipende dal contenuto di metano. Tipicamente si ha sui 16 - 23 MJ/Nm³ pari a circa 5.5 kWh (1 litro di gasolio produce 9.8 kWh).
- Tipicamente, a causa delle perdite di conversione da 1 Nm³ di biogas è ragionevole aspettarsi una produzione di circa 1.7 kWh.
- La quantità di metano dipende non solo dal tipo di substrato, ma anche da come è progettato l'impianto, la temperatura di fermentazione ed il tempo di ritenzione.
- ...sono gli elementi in tracce che completano il problema della conversione...

		Landfill gas	Biogas from AD	Natural gas
Lower calorific value	MJ/Nm ³	16	23	39
	kWh/Nm ³	4,4	6,5	11
	MJ/kg	12,3	20	48
Density	kg/Nm ³	1,3	1,1	0,82
Relative density	-	1,1	0,9	0,63
Wobbe index, upper	MJ/Nm ³	18	27	55
Methane number	-	>130	>135	73
Methane	Vol-%	45	65	90
Methane, range	Vol-%	35-65	60-70	85-92
Heavy hydrocarbons	Vol-%	0	0	9
Hydrogen	Vol-%	0-3	0	-
Carbon dioxide	Vol-%	40	35	0,7
Carbon dioxide, range	Vol-%	15-40	30-40	0.2-1.5
Nitrogen	Vol-%	15	0,2	0,3
Nitrogen, range	Vol-%	5-40	-	0.3-1.0
Oxygen	Vol-%	1	0	-
Oxygen, range	Vol-%	0-5	-	-
Hydrogen sulphide	ppm	<100	<500	3,1
Hydrogen sulphide, range	ppm	0-100	0-4000	1.1-5.9
Ammonia	ppm	5	100	-
Total chlorine as Cl-	mg/Nm ³	20-200	0-5	-

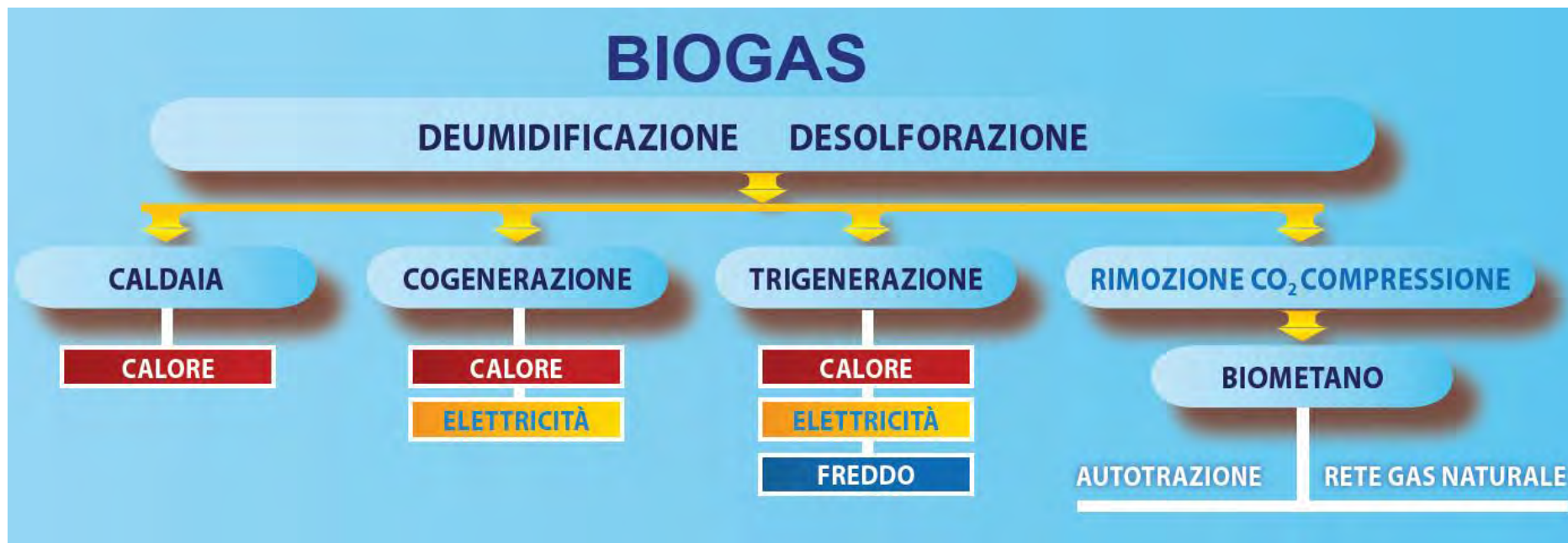
Trattamento del biogas

- **Filtrazione** necessaria per eliminare i solidi in sospensione prima dell'aspirazione dei compressori di ricircolo o dei compressori ausiliari della caldaia e dei motori a gas. Pericolo di formazione di incrostazioni
- **Deumidificazione**, il biogas ha un grado di umidità elevato. Utilizzo di pozzetti di raccolta e spurgo condense, ma essere sicuri occorre eliminare in modo drastico l'umidità. Pericolo del gelo.
- **Desolforazione** necessaria per abbattere i composti a base di zolfo:
 - *filtri chimici riempiti con ossidi di ferro che provocano la precipitazione del solfuro di ferro;*
 - *tramite torri di lavaggio che lavano il gas in controcorrente tramite un flusso di acqua e ossido ferrico;*
 - *desolforazione biologica immettendo direttamente nel digestore una percentuale di aria, circa 5-10% del gas, per consentire a particolari ceppi batterici di innescare una reazione di precipitazione biologica dello zolfo.*
- ...ed i silossani?



Conversione del Biogas

fonte: [6]



- La combustione diretta è certamente il metodo più semplice per l'utilizzo del biogas. Si può pensare ad un utilizzo in bruciatori per il riscaldamento di ambienti o per l'alimentazione di impianti di essiccazione.
- Sono applicazioni che non richiedono tecnologie specifiche, ma anche in questo caso, come per i motori, è necessario adottare alcune precauzioni nella progettazione degli impianti per evitare il deterioramento di componenti per effetto del contatto con composti di zolfo.

Motori a combustione interna

- I motori a combustione interna a ciclo Otto rappresentano la tecnologia tipicamente adottata nella maggior parte degli impianti realizzati finora. Si tratta prevalentemente di motori concepiti per la combustione di gas naturale e come tali possono generalmente essere adattati per bruciare biogas, attraverso modifiche della carburazione e del sistema di ignizione.
- Vantaggi che li fanno preferire alle possibili alternative tecnologiche:
 - *Elevata maturità tecnologica*
 - *Sviluppo del mercato e dei servizi di manutenzione ed assistenza*
 - *Rendimenti meccanici soddisfacenti anche a carichi parziali*
 - *Facilità nel recupero del calore contenuto nei gas di scarico e nel liquido di raffreddamento*
- Oltre alle necessarie precauzioni in termini di particolati, composti a base di zolfo e vapore acqueo, è necessario tenere sotto controllo:
 - *variabilità del contenuto di metano: va a influire sulla carburazione della macchina e, quindi, sulla sua regolarità di lavoro;*
 - *variabilità della pressione: generato dalla incongruenza tra consumo del gas e sua disponibilità*
- L'utilizzazione di un motore endotermico, tuttavia, richiede un programma di manutenzione piuttosto intenso, comunque non molto diverso da quello necessario per il funzionamento con gas naturale.

Motori a combustione interna

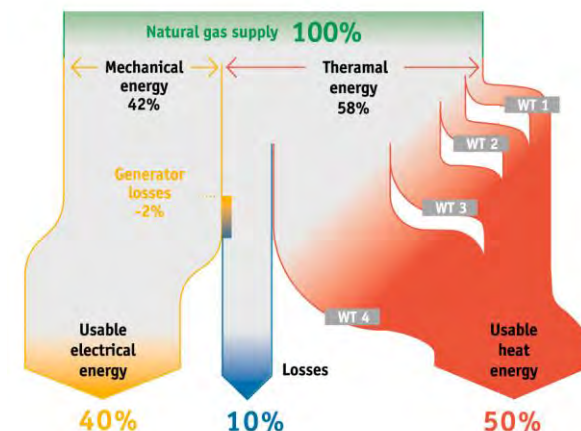
- Idoneità alle caratteristiche chimico - fisiche del biogas
- Macchine di tipo modulare, che permettano una agevole manutenzione dei motori ed una variazione della capacità produttiva che non influenzi i rendimenti meccanici.
- Il costo di tali motori, per classi di potenza attorno ad 1 MW, è di circa 1000 €/kW_{el}.
- Taglie inferiori ai 100 kW_{el} possono avere un costo specifico anche superiore di circa il 50%.

fonte: [2]

	Modello	Config.	rpm	P _{el} (kW _{el})	eta _{el} (%)	P _{th} (kW _{th})	eta _{th} (%)
GE Jenbacher	J208 GS	8 cilindri in linea	1500	249-329	38,6-39,1	295-400	46,3-47
			1800	335	36,2	391	42,3
	J312 GS	12 cilindri a V	1500	526-625	39,7-40,4	566-702	43,5-44,7
			1800	540-633	36,7-38,1	682-811	46-47
	J316 GS	16 cilindri a V	1500	835	39,9	934	44,6
			1800	848	36,9-38,2	1.020-1.081	46-47
	J320 GS	20 cilindri a V	1500	1064	40,8	1.104	42,4
			1800	1060	36,9-39	1.258-1.367	46,3-47,6



RECUPERI	%	PERDITE	%
1) Intercooler	6.5	Al camino	6
2) Olio	7.5	Irragg.	2
3) Acqua raffr.	11	Alternatore	2
4) Gas scarico	25	Altro	1

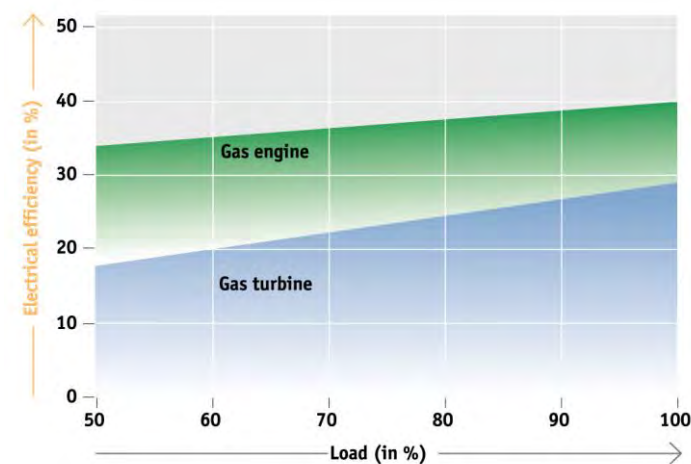
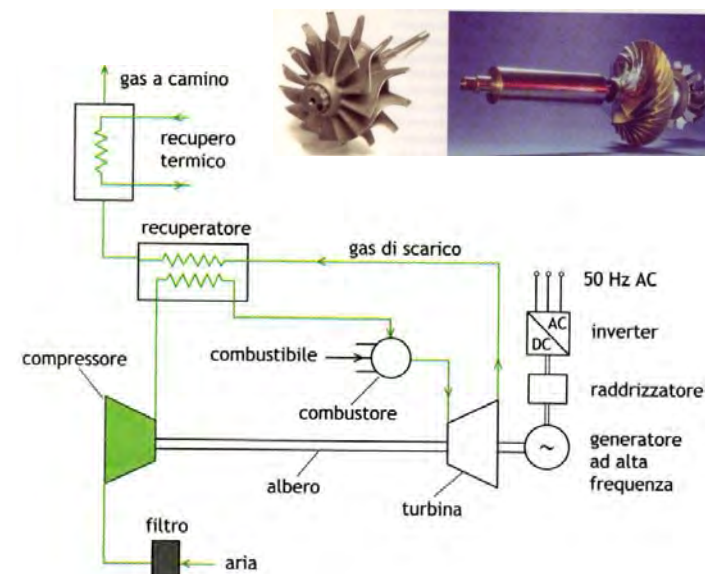


Turbine a gas

- Elevata efficienza della tecnologia, ridotti spazi necessari, elevata affidabilità e vita effettiva (70.000 ore)
- Costi di investimento elevati (1100 €/kW_{el}) e tuttora connotati da un certo grado di rischio.
- Maggiore sensibilità del rendimento elettrico alle variazioni del carico ed alle condizioni ambientali (T e P) rispetto ad un motore a combustione interna.
- Minore manutenzione richiesta, ma più complicata.
- La Capstone MicroTurbines (US) ha due apparecchi per biogas. Il modello CR65 può equipaggiare un'unità di recupero del calore contenuto nei fumi (74kW; rendimento complessivo del 62%)

fonte: [2-8]

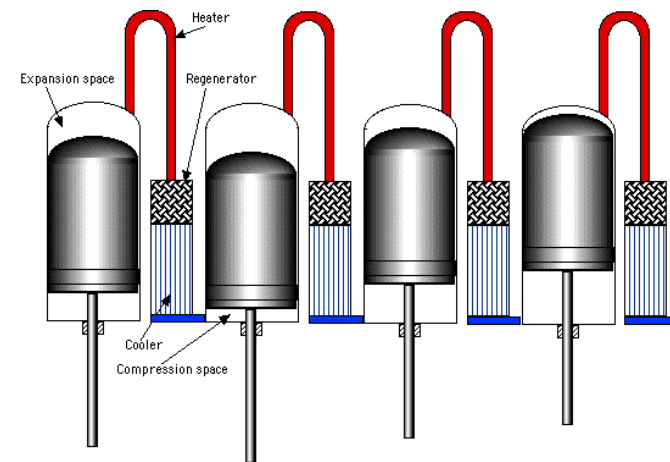
Capstone	Prestazioni elettriche	CR30	CR65
	Potenza elettrica (kW)	30	65
	Rendimento (%)	26	29
	Caratteristiche del combustibile	CR30	CR65
	Potere Calorifico Superiore (MJ/m ³)	13-47,5	20,5-32,5
	Contenuto di H ₂ S (ppmv)	< 70000	< 400
	Fumi	CR30	CR65
	Portata orario (kg/h)	0,31	0,49
	Temperatura di uscita (°C)	275	309



Altre tecnologie – Motori Stirling

fonte: [10]

- Interesse legato soprattutto ai seguenti aspetti:
 - *elevati rendimenti di conversione energetica, almeno da un punto di vista teorico;*
 - *combustione esterna che consente un migliore controllo delle emissioni e limita la rumorosità rispetto*
 - *fabbisogno di manutenzione potenzialmente modesto*
- Il fluido di lavoro maggiormente utilizzato è elio in pressione.
- Applicazioni a biomassa sono molto ridotte. STM Power ha sviluppato motori Stirling per il biogas da 55 kW, caratterizzati da rendimento elettrico del 30% e termico del 50%. Comunque necessaria la depurazione del gas.



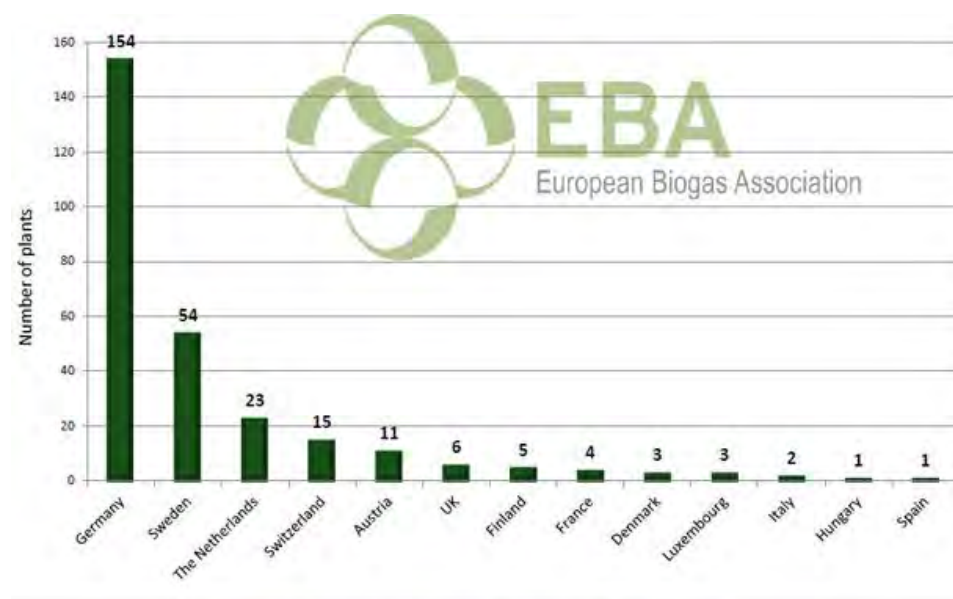
Biometano

fonte: [7]

- Il biogas, dopo essere stato trattato per rimuovere l'umidità ed ottenere un contenuto di metano del 95-98% può anche essere utilizzato per autotrazione e/o immesso nella rete di distribuzione del gas naturale.
- Trattamento del gas per rimuovere la CO₂:
 - *Pressure Swing Adsorption (PSA),*
 - *Assorbimento,*
 - *Membrane selettive,*
 - *Metodi criogenici*
- L'upgrading comporta costi aggiuntivi che rendono più critico il confronto con il gas naturale (circa 0,83 €/Nm³ – 10,6 kWh/Nm³)
- Il biometano può sostituire il gas naturale come feedstock per la produzione di composti chimici «bio» (ammoniaca, metanolo, etc.).
- La penetrazione del biometano è fortemente dipendente dal costo di produzione (concentrazione del metano nel biogas, approvvigionamento biomasse, ...) e dal prezzo del gas naturale.

ICAD

Biogas costs (€/kWh H ₂)	Plant capacity		
	500 Nm ³ /h raw gas	1000 Nm ³ /h raw gas	2000 Nm ³ /h raw gas
Raw biogas production	5.5-6	5.5	5-5.5
Upgrade/cleaning	2.2-2.3	1.7-1.8	1.4
Grid connection	0.15-0.3	0.1-0.2	0.1-0.2
TOTAL	7.9-8.6	7.3-7.6	6.5-7.1

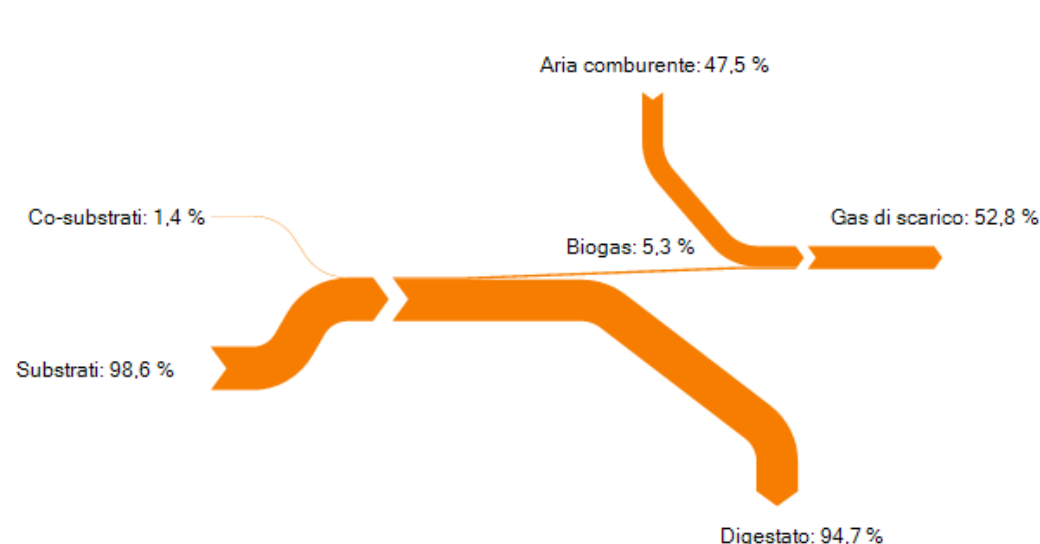


282 biomethane plants in Europe
producing 1.303 billion m³ of biomethane annually (2013)

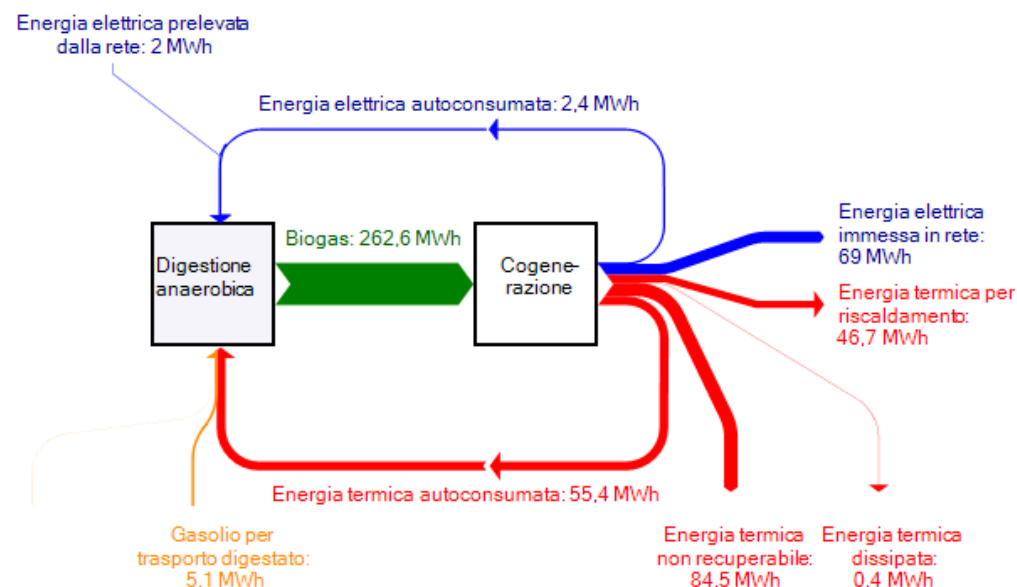
Bilanci energetici - I

- Impianto agricolo di piccola taglia: azienda agricola con 42 unità bovine adulte.
- Energia elettrica immessa in rete ed energia termica utilizzata per il riscaldamento degli edifici (a meno degli autoconsumi pari al 3.4% dell'energia elettrica ed il 54% dell'energia termica prodotte).
- Presenza di un desolforatore; temperatura digestore 37°C
- Digestato sparso nei campi circostanti (diluito)

<i>Substrato:</i>	<i>Liquami bovini ed altri residui organici</i>
<i>Biomassa elaborata:</i>	980 t/a
<i>Volume digestore:</i>	130 m ³
<i>Stoccaggio digestato:</i>	490 m ³
<i>Biogas prodotto:</i>	52 t/a di biogas
<i>Contenuto di metano:</i>	56% (5.52 kWh/m ³)
<i>Cogeneratore da:</i>	18.5 kW
<i>Rend. elettrico medio:</i>	27.2%
<i>Rend. termico medio:</i>	40%
<i>Rend. complessivo:</i>	67%
<i>Ore di esercizio:</i>	5.351 h/a



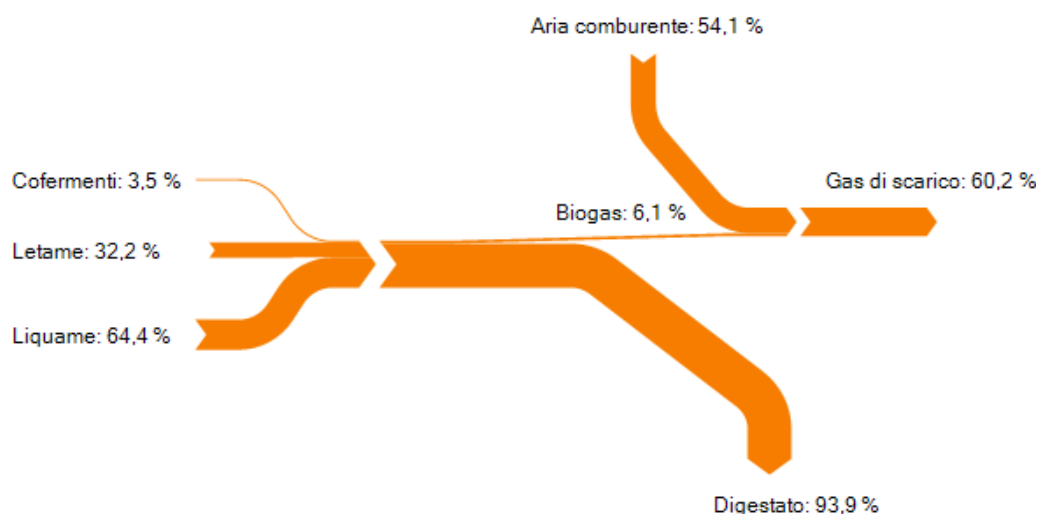
fonte: [9]



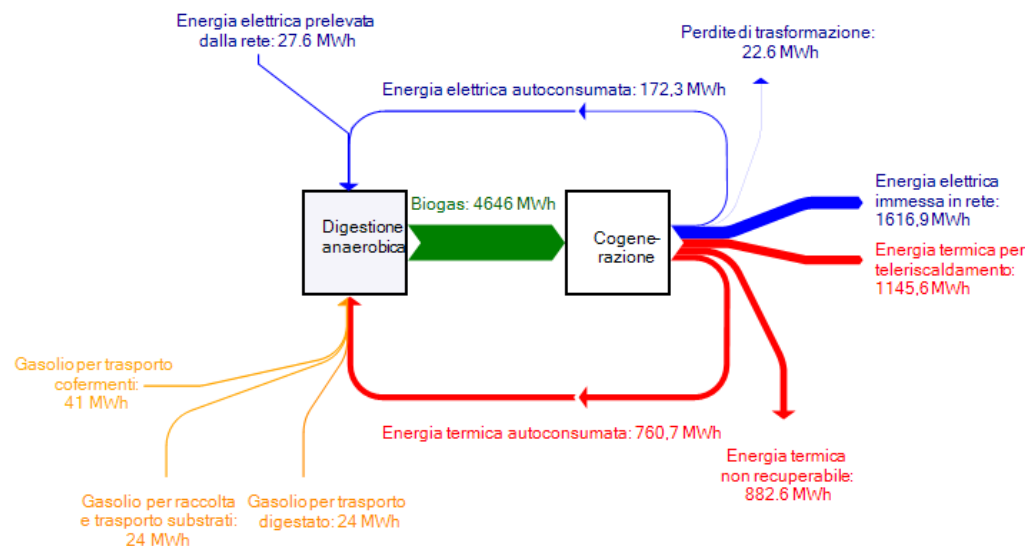
Bilanci energetici - II

- Impianto consortile di taglia media (48 aziende agricole): 779 unità bovine adulte. Utilizzati anche co-fermenti.
- Energia elettrica immessa in rete ed energia termica utilizzata in una rete di teleriscaldamento comunale (a meno degli autoconsumi pari al 9.5% dell'energia elettrica ed il 39% dell'energia termica prodotte).
- Presenza di un desolforatore; temperatura digestore 45°C
- Digestato riconsegnato alle aziende agricole

<i>Substrato:</i>	<i>Liquami e letami bovini</i>
<i>Biomassa elaborata:</i>	15.565 t/a
<i>Volume digestore:</i>	1786 + 1105 m ³
<i>Stoccaggio digestato:</i>	2973 m ³
<i>Biogas prodotto:</i>	946 t/a di biogas
<i>Contenuto di metano:</i>	56% (5.52 kWh/m ³)
<i>Cogeneratori:</i>	2 da 190 kW
<i>Rend. elettrico medio:</i>	39%
<i>Rend. termico medio:</i>	42%
<i>Rend. complessivo:</i>	81%
<i>Ore di esercizio:</i>	5.076 h/a



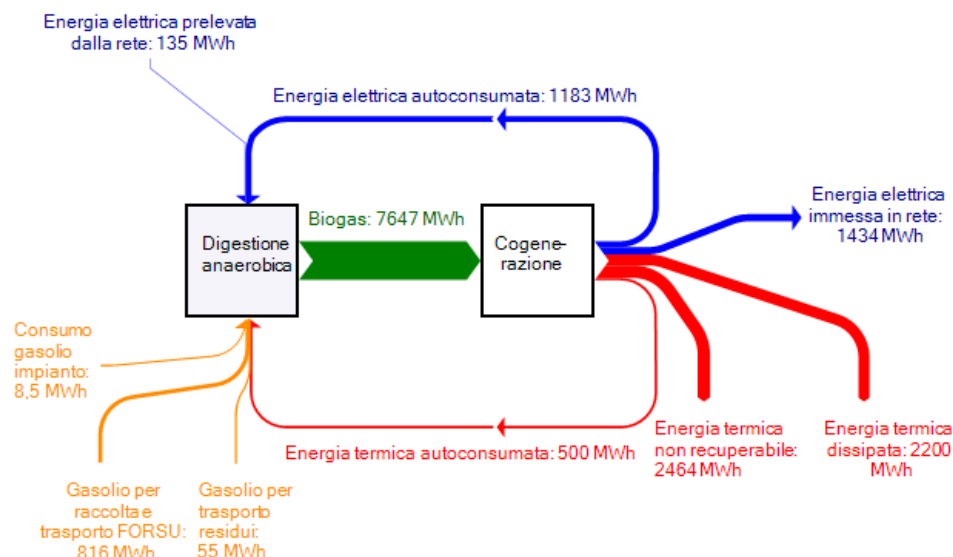
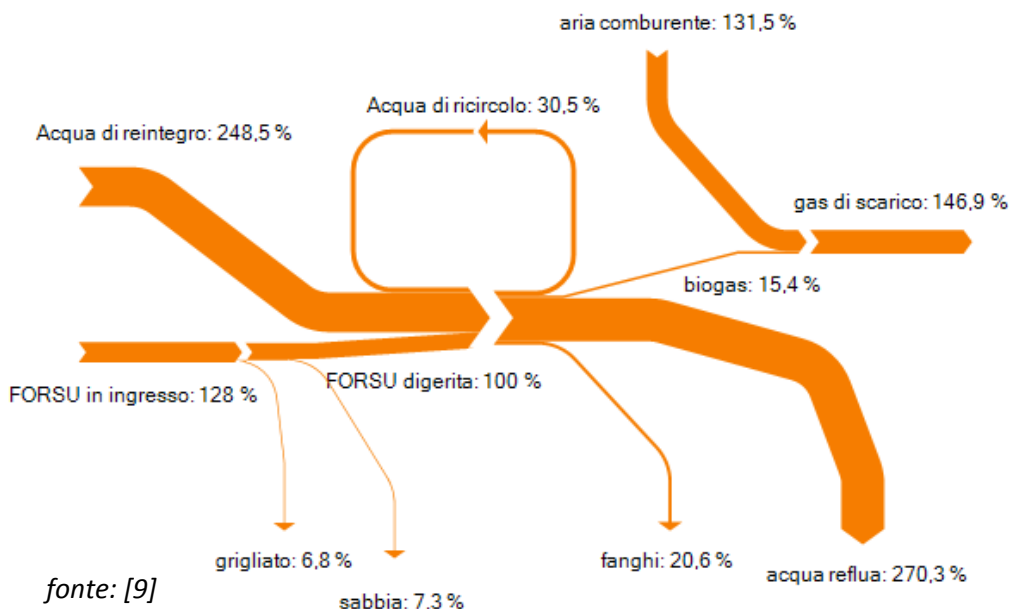
fonte: [9]



Bilanci energetici - III

- Impianto di grossa taglia che elabora rifiuti organici provenienti dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani (umido) provenienti da 34 comuni (Lana).
- Energia elettrica immessa in rete (a meno degli autoconsumi pari al 47.6% di quella prodotta)
- Fabbisogno di energia termica autoprodotta (18.5% di quella prodotta). Digestore a 37°C
- Digestato destinato al compostaggio

<i>Substrato:</i>	<i>FORSU</i>
<i>Biomassa elaborata:</i>	12.207 t/a - 9.534 t/a digerita
<i>Volume digestore:</i>	1600 m ³
<i>Biogas prodotto:</i>	1.469 t/a di biogas
<i>Contenuto di metano:</i>	60% (5.7 kWh/m ³)
<i>Cogeneratori:</i>	2 da 334 + 536 kW
<i>Rend. elettrico medio:</i>	32.4%
<i>Rend. termico medio:</i>	35.3%
<i>Rend. complessivo:</i>	67.7%
<i>Ore di esercizio:</i>	7.805 h/a



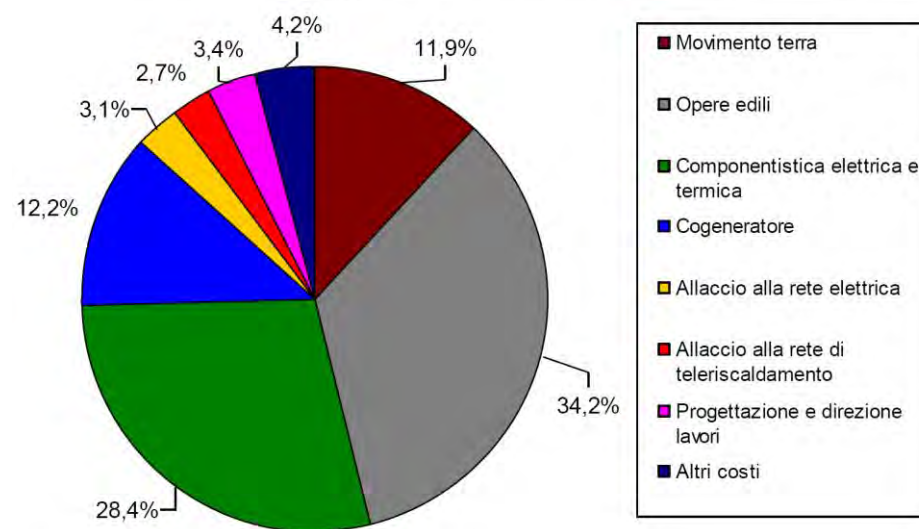
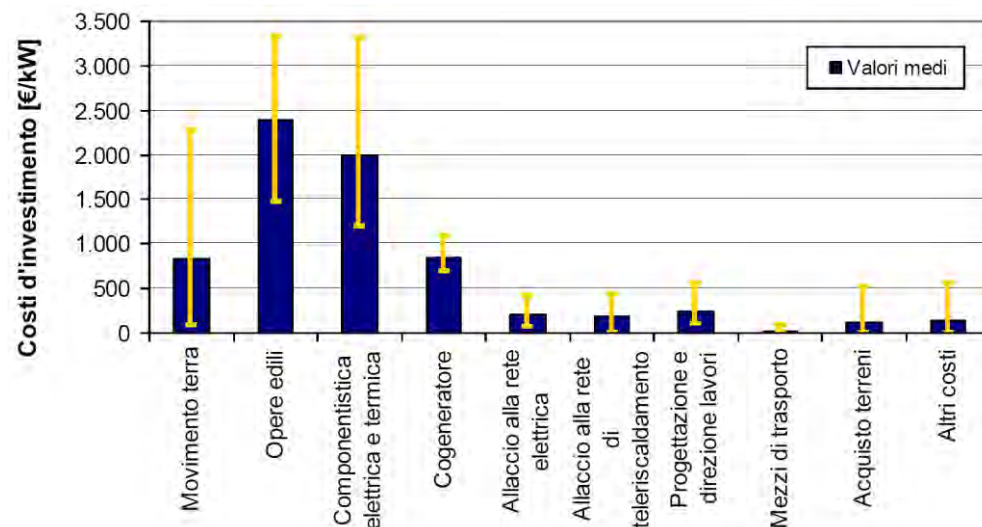
Considerazioni sulla conversione

- La cogenerazione è la soluzione consigliata, perché è quella che permette di massimizzare il rendimento di conversione (ed il ritorno economico). Spesso però l'energia termica viene dispersa o poco utilizzata.
- Nella scelta delle opzioni di utilizzo del biogas si devono considerare alcuni importanti fattori:
 - *Forma di energia consumata dal produttore*
Valutazione della tipologia dei consumi interni dell'azienda (energia elettrica, energia termica, livello di temperatura richiesto – vapore o acqua calda? -, energia frigorifera)
 - *Andamento dei consumi nel corso dell'anno.*
La produzione di biogas sarà costante nel corso dell'anno mentre i consumi energetici hanno un andamento generalmente discontinuo. La regolazione dell'impianto o lo stoccaggio di combustibile può non essere semplice.
 - *Ammontare dei consumi elettrici e termici.*
La scelta della taglia e della tipologia di conversione deve essere guidata dall'ammontare dei consumi elettrici e termici. Generalmente questi ultimi sono i più vincolanti. Non sempre l'allacciamento ad una rete di teleriscaldamento è possibile o economica.

ICAD

Fattibilità economica

- La voce di costo che maggiormente incide sull'investimento è rappresentata dalle opere edili
 - strutture di ricezione e trattamento delle biomasse,*
 - produzione e stoccaggio del biogas,*
 - stoccaggio del digestato.*
- A queste si aggiungono le voci di costo delle opere elettromeccaniche:
 - il cogeneratore,*
 - le attrezzature per il carico delle matrici,*
 - gli allacciamenti elettrici.*
- Occorre considerare il costo di approvv. delle biomasse, che incide in modo molto più significativo negli impianti di grossa taglia
- I costi di investimento:
 - 3.000-5.000 €/kW_{el} per impianti da 500-1.000 kW_{el}
 - 6.000-7000 €/kW_{el} per impianti da 50-100 kW_{el}.
- La soglia dimensionale per rendere redditizio un impianto è circa 50-100 kW_{el} (contributi maggiori per impianti di piccola taglia)



Fattibilità economica

Il DM del 6 luglio 2012, in allegato 1, tabella 1.1 riporta le seguenti tariffe incentivanti base:

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza [kW]	Vita utile degli impianti [a]	Tariffa incentivante base [€/MWh]
Biogas	a) Prodotti di origine biologica	1 < P < 300	20	180
		300 < P < 600	20	160
		600 < P < 1000	20	140
		1000 < P < 5000	20	104
		P > 5000	20	91
	b) Sottoprodotti di origine biologica. Rifiuti non provenienti da RD diversi da quelli di cui alla lettera c)	1 < P < 300	20	236
		300 < P < 600	20	206
		600 < P < 1000	20	178
		1000 < P < 5000	20	125
		P > 5000	20	101
	c) Rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'allegato 2	1 < P < 1000	20	216
		1000 < P < 5000	20	109
		P > 5000	20	85

Il DM 6 luglio 2012 è aggiornato dal DM del 18 novembre 2014 che stabilisce le modalità di determinazione dei nuovi incentivi riconosciuti sull'energia elettrica prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili esistenti, diversi dagli impianti fotovoltaici.

Bibliografia

1. Elmar Dimpl, Small-scale Electricity Generation from Biomass, Part II: Biogas, 2010
2. Apparecchi per la conversione energetica di Biogas. Comitato Termotecnico Italiano (CTI), 2007
3. Biogas: l'analisi di fattibilità tecnico-economica, 2008, C.R.P.A.
4. Rapporto Statistico 2011, Impianti da fonti rinnovabili, 2011, SIMERI
5. Basic data on biogas, 2012, Swedish Gas Centre
6. Valorizzazione energetica del biogas, 2010, ENAMA
7. Floris van Foreest, Perspectives for Biogas in Europe, 2012
8. Capstone, product catalogue
9. Analisi energetica, ambientale ed economica di impianti a biogas in Provincia di Bolzano, 2011, TIS
10. Stirling Engines at Landfills, 2003, STM Power



*Giornata di Studio:
Digestione Anaerobica da BIOrifiuti:
fra ricerca, sviluppo industriale e impatti ambientali*



*20 marzo 2015
Scuola di Ingegneria - Università degli Studi di Firenze*

Conversione energetica del biogas da digestione anaerobica

Argomenti:

- *EE da biogas*
- *Sistemi di conversione*
- *Esempi di bilanci energetici*
- *Fattibilità economica*

Ing. Lorenzo Ferrari

lorenzo.ferrari@iccom.cnr.it