

ENERGIA DAI RIFIUTI

STEFANO GREGORIO
AcegasAps Spa
via Errera 11, 34147 Trieste (TS)
e-mail: stefano.gregorio@acegas-aps.it

Riassunto

Con le tecnologie oggi a disposizione è possibile considerare i rifiuti prodotti non più solamente come un scomodo problema da dover risolvere, ma anche come una risorsa da sfruttare. In particolare l'energia potenzialmente contenuta nei rifiuti urbani che residuano dalla raccolta differenziata è tutt'altro che trascurabile per cui è possibile ed utile recuperarla tramite la loro combustione e la successiva produzione di vapore ed acqua calda destinati a riscaldamento e produzione di energia elettrica.

Introduzione

Una delle conseguenze della nostra civiltà e benessere è la produzione di rifiuti. Vi è infatti una buona correlazione tra l'andamento della produzione dei rifiuti urbani ed alcuni indicatori socio-economici, con particolare riferimento al Prodotto Interno Lordo ed alla Spesa delle famiglie (fig.01).

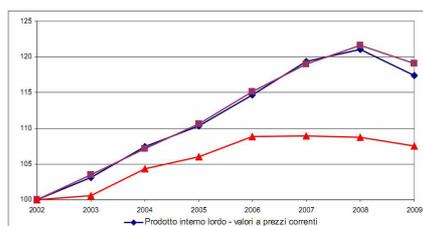
A contrastare questa relazione concorrono tuttavia politiche di prevenzione che incentivano a ridurre la produzione. Tali misure che mirano a minimizzare alla fonte la produzione di rifiuti, soprattutto urbani, e la congiuntura economica negativa, hanno fatto sì che, da qualche anno, la produzione di rifiuti urbani abbia invertito il trend crescente e sia attualmente stabile o in diminuzione.

Anche se i rifiuti urbani rappresentano solo una piccola parte del totale dei rifiuti effettivamente prodotti su di un territorio val la pena concentrare l'analisi solamente su questi in quanto presentano caratteristiche sufficientemente omogenee e la loro produzione è distribuita sul territorio.

I rifiuti speciali, in quanto originati da processi produttivi o similari, hanno invece la peculiarità di una produzione spesso puntuale e le loro caratteristiche sono fortemente legate al processo produttivo stesso.

Si rende quindi necessario un approccio completamente differente tra la gestione dei rifiuti urbani e quella dei rifiuti speciali.

In questo contributo si focalizza l'analisi sulla gestione dei rifiuti urbani.



Nota: è stato assunto uguale a 100 il valore della produzione dei rifiuti urbani, del PIL e della spesa delle famiglie dell'anno 2002.
Fonte: ISPRA; dati degli indicatori socio-economici: ISTAT

(Indicatori socio-economici - fig.01)

La Raccolta Differenziata

Le politiche ambientali a livello comunitario sulla gestione dei rifiuti possono essere così riassunte:

- ridurre al minimo ed evitare per quanto possibile la produzione di rifiuti (Principio di prevenzione);
- preferire le forme di riciclo, riutilizzo e recupero allo smaltimento (Principio della gerarchia nella gestione);
- smaltire i rifiuti il più vicino possibile al luogo di produzione (Principio di prossimità);
- operare la gestione dei rifiuti secondo il Principio di autosufficienza.

Da qui nascono le strategie da adottare per una corretta gestione dei rifiuti urbani, le cosiddette 4R, ordinate per priorità:

1. Riduzione della quantità di rifiuti prodotti
2. Riutilizzo di prodotti che, pur scartati, non hanno terminato la loro vita utile (contenitori per liquidi)
3. Riciclaggio delle frazioni re-impiegabili come input di processi produttivi (vetro, carta)

4. Recupero di materia ed energia

In particolare, nel caso degli inceneritori si parla di recupero di energia termica tramite combustione.

In un sistema complesso di gestione dei rifiuti urbani non può comunque mancare una tecnica di smaltimento finale delle frazioni che non è stato possibile recuperare e di quelle che costituiscono gli inevitabili scarti delle attività a monte quali riutilizzo, riciclaggio e recupero di materia.

Dal punto di vista industriale oggi tale tecnica di smaltimento finale può essere l'incenerimento o la discarica. Entrambe presentano vantaggi e svantaggi, ma solo l'incenerimento consente un adeguato recupero energetico.

Classificazione dei rifiuti

La classificazione dei rifiuti viene definita dal D.Lgs 152/2006 e s.m.i. ed in particolare dall'art. 184 che recita: "Ai fini dell'attuazione della parte quarta del presente decreto i rifiuti sono classificati, secondo l'origine, in rifiuti urbani e rifiuti speciali e, secondo le caratteristiche di pericolosità, in rifiuti pericolosi e rifiuti non pericolosi."

In pratica quindi i rifiuti si classificano, secondo l'origine, in:

- Rifiuti urbani
 - Pericolosi
 - Non pericolosi
- Rifiuti Speciali
 - Pericolosi
 - Non pericolosi

Entrando in maggiore dettaglio sono rifiuti urbani:

- a) i rifiuti domestici, anche ingombranti, provenienti da locali e luoghi adibiti ad uso di civile abitazione;
- b) i rifiuti non pericolosi provenienti da locali e luoghi adibiti ad usi diversi da quelli di cui alla lettera a), assimilati ai rifiuti urbani per qualità e quantità, ai sensi dell'articolo 198, comma 2, lettera g);
- c) i rifiuti provenienti dallo spazzamento delle strade;
- d) i rifiuti di qualunque natura o provenienza, giacenti sulle strade ed aree pubbliche o sulle strade ed aree private comunque soggette ad uso pubblico o sulle spiagge marittime e lacuali e sulle rive dei corsi d'acqua;
- e) i rifiuti vegetali provenienti da aree verdi, quali giardini, parchi e aree cimiteriali;
- f) i rifiuti provenienti da esumazioni ed estumulazioni, nonché gli altri rifiuti provenienti da attività cimiteriale diversi da quelli di cui alle lettere b), c) ed e).

Sulla base della loro origine viene poi assegnato ad ogni tipologia rifiuto il cosiddetto CER, ovvero il Codice Europeo dei Rifiuti (all. parte quarta - D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.). Si tratta di una codifica a 6 cifre (2+2+2) che descrive compiutamente il tipo di rifiuto. Le prime due cifre (da 01 a 20) definiscono il capitolo (o classe) mentre le altre due coppie sono i sottocapitoli (o sottoclassi) a quattro cifre.

Nel caso sia possibile una classificazione di pericolosità ci sono le cosiddette voci a specchio, ovvero la codifica prevede che per una medesima origine esistano due CER, pericoloso e non pericoloso, in base alle caratteristiche chimico-fisiche del rifiuto stesso.

Il Capitolo che riguarda la gestione dei rifiuti urbani è il 20: "Rifiuti urbani (rifiuti domestici e assimilabili prodotti da attività commerciali e industriali nonché dalle istituzioni) inclusi i rifiuti della raccolta differenziata"

Analisi e caratteristiche dei rifiuti

I rifiuti urbani sono comunque estremamente eterogenei e la valutazione delle loro caratteristiche presenta un'elevata variabilità. In generale le caratteristiche chimico-fisiche sono legate ai seguenti fattori:

- tempo assoluto e stagionalità;
- zona di produzione;
- fattori socio-economici.

Inoltre, nel caso si vogliano analizzare le caratteristiche dei rifiuti urbani indifferenziati vanno presi in considerazione anche i:

- sistemi di raccolta differenziata presenti;
- livelli di raccolta differenziata raggiunti.

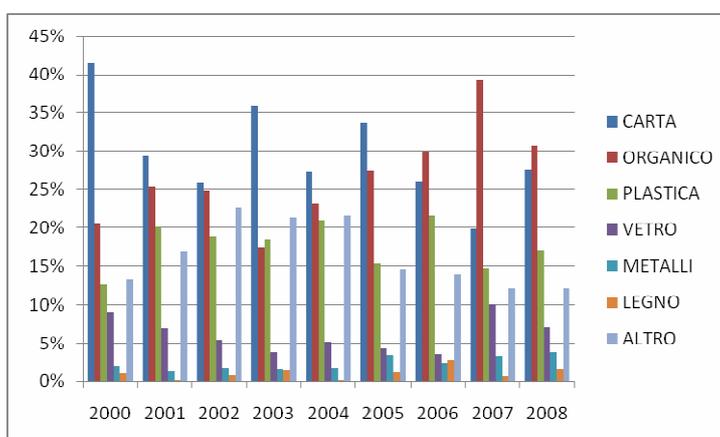
Le analisi che comunemente vengono effettuate sui rifiuti urbani ai fini della loro caratterizzazione sono:

- analisi merceologica;
- analisi della composizione chimica elementare;
- misura del PCI.

Denominatore comune in tutte queste analisi è il fatto che il campione analizzato in laboratorio è, per forza di cose, ridotto rispetto a quanto preso in esame. Stante l'estrema variabilità ed eterogeneità che si può riscontrare nei rifiuti urbani assume particolare rilievo e criticità il metodo di campionamento, la cosiddetta quartatura il cui scopo è di ottenere un campione sufficientemente rappresentativo della massa di rifiuti presa in considerazione (si parte da anche 20 t per arrivare a circa 20 kg).

I valori che si ottengono sono inevitabilmente molto dispersi per cui, quando serve una maggiore precisione, si utilizzano altri metodi: ad esempio, per un calcolo sufficientemente preciso del PCI si usa il “metodo indiretto” che sfrutta il bilancio energetico della combustione dei rifiuti e quindi fornisce un valore medio affidabile in quanto basato sul totale della massa.

Nel grafico di figura 02 si riporta l'analisi merceologica dei rifiuti urbani indifferenziati che sono stati conferiti all'impianto di Trieste negli anni 2000÷2008, ovvero a valle della raccolta differenziata effettuata sul territorio.



(Analisi merceologica rifiuti indifferenziati Provincia di Trieste - fig.02)

I rifiuti solidi urbani come combustibile

L'attuale tecnologia di un inceneritore prevede la presenza di un sistema per il recupero dell'energia contenuta nei rifiuti, ovvero viene utilizzato il rifiuto come combustibile per la produzione di vapore; questi può venir poi impiegato per usi tecnologici, teleriscaldamento e produzione di energia elettrica.

Il rifiuto urbano viene quindi usato come combustibile grazie al valore del suo Potere Calorifico Inferiore (PCI) che è sufficientemente elevato per consentire una combustione autosostentata senza aggiunta di ulteriori combustibili fossili.

In particolare il rifiuto risulta autocombustibile all'interno del campo di incenerimento del diagramma di Tanner (fig.03) definito come composizione percentuale dalle tre frazioni:

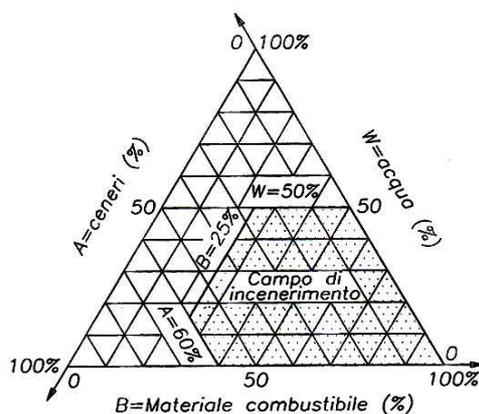
- Ceneri
- Frazione combustibile
- Acqua (o umidità)

Anche se la combustione dei rifiuti è in generale autosostentata comunque il contenuto energetico non è elevato in quanto il PCI è relativamente basso (9.000÷13.000 kJ/kg) rispetto a quello dei combustibili solidi tradizionali quali il legno (18.400 kJ/kg) ed il carbone (36.800 kJ/kg).

Le caratteristiche del rifiuto come combustibile sono comunque di:

- essere un solido;
- possedere elevata eterogeneità fisica (pezzatura, dimensioni, ecc...);
- possedere elevata eterogeneità chimica (composizione, umidità, ecc...).

È quindi necessario un elevato eccesso d'aria per garantire una completa combustione.



(Diagramma di Tanner – fig.03)

In generale il rendimento energetico risulta inferiore ai sistemi tradizionali soprattutto a causa della relativamente bassa pressione del vapore prodotto (40 bar).

Occorre sempre tener ben presente che lo scopo primario di un impianto di termovalorizzazione rifiuti è lo smaltimento ed il recupero energetico è solo quello secondario, ancorché ambientalmente ed economicamente necessario.

Impatto della Raccolta Differenziata sulle caratteristiche dei rifiuti urbani indifferenziati

Le politiche di raccolta differenziata (RD) da applicare su di un territorio devono tenere in considerazione le risorse disponibili quali la presenza di un impianto di termovalorizzazione.

Frazione oggetto di RD	Impatto sull'incenerimento
carta	riduce il PCI
vetro	eleva il PCI e riduce la quantità di scorie di combustione
plastica	riduce il PCI ed il contenuto di Cloro nei fumi
metalli	eleva il PCI e riduce la quantità di scorie di combustione
inerti	eleva il PCI e riduce la quantità di scorie di combustione
frazione organica	eleva il PCI e riduce l'umidità
legno	riduce il PCI
materiali tessili	piccole variazioni non significative
medicinali scaduti	-
pile e batterie	riduce il contenuto di metalli pesanti nelle scorie di combustione e nei fumi
RAEE	riduce il contenuto di metalli pesanti nelle scorie di combustione e nei fumi

(Impatto delle frazioni di RD sull'incenerimento - tab.01)

Nella tabella 01 si riporta a livello qualitativo l'impatto che può avere sull'incenerimento una variazione del livello di RD a seconda della frazione presa in esame.

Dal punto di vista di un termovalorizzatore, un elevato tasso di RD sul territorio ha, tuttavia, un impatto soprattutto quantitativo più che qualitativo, in quanto elevate percentuali di RD sono solitamente omogenee sulle varie frazioni.

Tali variazioni sono solitamente abbastanza leggere proprio in quanto i contributi derivanti dalle varie frazioni sono tra loro in opposizione (es. carta e vetro, plastica ed organico)

Il maggior impatto sulle caratteristiche chimico-fisiche del rifiuto da avviare a combustione ce l'ha comunque la RD dell'organico, che toglie una frazione quantitativamente consistente, ricca d'acqua ed a basso PCI. Solitamente è proprio l'avvio della RD dell'organico, od un suo forte incremento, a variare con una certa significatività il PCI del rifiuto da bruciare.

Statisticamente un incremento della RD contribuisce ad un incremento del PCI del rifiuto indifferenziato, grandezza che normalmente possiede già un trend temporale crescente legato a fattori socio-economici.

Solitamente i forni per la combustione dei rifiuti urbani consentono di gestire range di PCI abbastanza ampi per cui l'incremento dei valori non porta problemi ma anzi tende a migliorare il rendimento della combustione e lo scambio termico.

Tra le varie frazioni presenti nei rifiuti urbani oggetto di RD vi è solo una per la quale questa potrebbe essere controproducente in presenza di un inceneritore: la RD dei farmaci scaduti viene effettuata con l'unico scopo

di garantirne un corretto smaltimento finale, ovvero una termodistruzione. Nel caso di bacini territoriali il cui impianto di riferimento è un termovalorizzatore la raccolta differenziata dei farmaci scaduti non presenta quindi alcun vantaggio ambientale.

Come già detto la conseguenza per un termovalorizzatore di una RD spinta è soprattutto il calo dei rifiuti da avviare a combustione. Trattandosi di impianti a ciclo continuo con elevata inerzia termica il loro funzionamento ottimale, sia dal punto di vista energetico che ambientale, è a pieno carico. Questo fatto suggerisce che sia sempre garantita la disponibilità di rifiuti da avviare a smaltimento.

In pratica quindi un incremento di RD fornisce l'opportunità di ampliare il bacino di riferimento dell'impianto senza dover costruire nuovi impianti.

È quindi importante una pianificazione a lungo termine dei sistemi impiantistici in modo da consentire il loro corretto utilizzo sul territorio.

In sostanza il termovalorizzatore è una delle risorse disponibili per una corretta gestione dei rifiuti e non vi è una reale contrapposizione con un sistema di RD spinta in quanto entrambe le tecniche possono coesistere senza problemi soprattutto perché possono operare su livelli differenti. Se ne possono trovare esempi pratici in varie aree del Nord Europa.

Produzione dei rifiuti in Italia ed in Europa

Si stima che nel corso del 2008 siano stati prodotti in Europa (UE 27) circa 2.667 milioni di tonnellate di rifiuti di cui circa il 3,9% pericolosi. In Italia nel 2008 sono state prodotte oltre 170 milioni di tonnellate di rifiuti (tabella 02).

produttore	produzione totale di rifiuti (1.000*t)									
	2006					2008				
	totale		pericolosi		non pericolosi	totale		pericolosi		non pericolosi
UE 27	2.974.489	91.862	3%	2.882.627	97%	2.667.398	104.613	4%	2.562.785	86%
UE 15	2.020.708	77.529	4%	1.943.179	96%	1.887.541	76.314	4%	1.811.227	90%
Italia	168.564	10.637	6%	157.927	94%	170.874	11.389	7%	159.485	95%

(Produzione totale di rifiuti in Europa - tab.02)

Si nota in generale un calo della produzione complessiva di rifiuti, presumibilmente dovuto a due fattori:

- prevenzione e minimizzazione della produzione di rifiuti;
- impatto della crisi economica.

Andando ad analizzare la produzione dei soli rifiuti urbani in Europa ed in Italia si nota che rappresentano solo una ridotta frazione del totale, ovvero circa il 10% in Europa ed il 19% in Italia (tab.02 e tab.03).

Più che la produzione totale di rifiuti urbani (tabella 03) è interessante analizzare la produzione pro-capite (tabella 04) che ci svincola dalle inevitabili variazioni sulla popolazione che anche all'interno della UE possono essere anche molto differenti.

produttore	produzione totale di rifiuti urbani (1.000*t)					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
UE 27	251.377	253.839	257.729	258.198	258.902	255.813
UE 15	217.345	216.413	219.698	220.197	220.701	218.021
Italia	31.150	31.664	32.511	32.542	32.467	32.110

(Produzione totale di rifiuti urbani in Europa - tab.03)

produttore	produzione pro-capite di rifiuti urbani (kg/abitante*anno)					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
UE 27	513	516	522	523	520	512
UE 15	567	560	563	562	560	550
Italia	538	542	548	550	543	532

(Produzione pro-capite di rifiuti urbani in Europa - tab.04)

Dalle tabelle 03 e 04 appare subito evidente per la situazione italiana un calo negli ultimi due anni presi in considerazione. Questo ci allinea, anche se in leggero ritardo, con il trend comunitario (UE15).

I 532 kg/abitante*anno sono ovviamente un valore medio ed analizzando le singole regioni la variabilità va da 400 a 700.

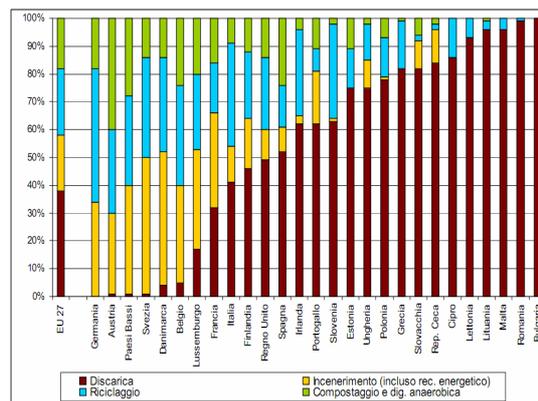
Tecniche di trattamento dei rifiuti

Le tecniche attualmente disponibili per il trattamento dei rifiuti sono:

- discarica controllata
- trattamento meccanico
- trattamento biologico
- termodistruzione
 - forni a griglia
 - forni a letto fluido
 - forni rotanti
- altre tecnologie
 - pirolisi
 - gassificazione
 - plasma

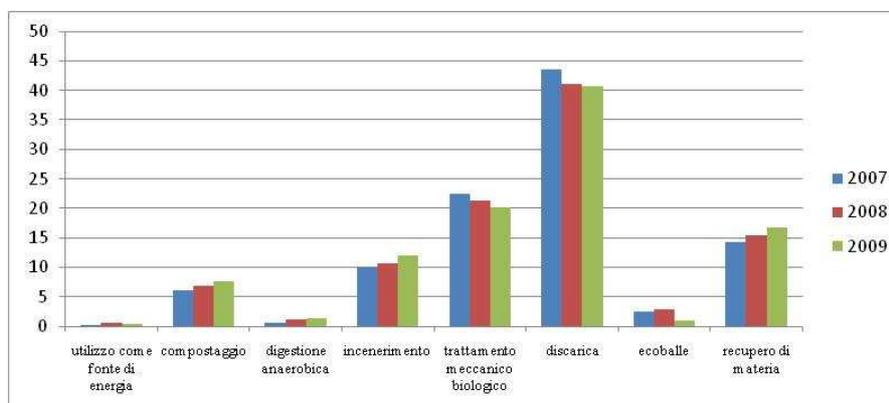
Di queste l'unica che si può definire sistema di smaltimento finale è la discarica, in quanto sia il trattamento meccanico che quello biologico necessitano di smaltire gli scarti della lavorazione dei rifiuti. Anche la termodistruzione produce rifiuti derivanti dal processo di combustione (scorie come residuo della combustione e polveri derivanti dal trattamento dei fumi di combustione).

Le cosiddette "altre tecnologie" sono sistemi che possono andar bene per la gestione dei rifiuti speciali ma che non hanno ancora trovato un'ingegnerizzazione adeguata per essere adattati allo smaltimento dei rifiuti urbani se non dopo costosi pre-trattamenti degli stessi.



(Tecnologie usate per lo smaltimento dei rifiuti urbani in Europa - fig.04)

Il grafico di fig.04 riporta il panorama a livello comunitario relativo al 2009 per quanto riguarda le tecnologie utilizzate nei vari stati per lo smaltimento dei rifiuti urbani.



(Destinazioni dei rifiuti urbani in Italia - fig.05)

Il grafico di fig.05 riporta invece le tecniche di gestione dello smaltimento dei rifiuti urbani in Italia negli anni 2007-2009.

La discarica controllata

La tecnologia di smaltimento dei rifiuti che utilizza la discarica controllata presenta fattori positivi e negativi che si possono così riassumere:

vantaggi:

- ridotto investimento iniziale (economico e tecnologico)
- facilità gestionale
- ridotti costi di gestione
- possibile recupero a verde di un'area precedentemente degradata
- sistema di smaltimento finale

svantaggi:

- spreco delle risorse materiali ed energetiche ancora contenute nel rifiuto
- difficoltà di reperimento di siti con adeguate caratteristiche idrogeologiche
- rischio latente di rilascio di sostanze tossiche nei bacini idrici
- notevole dispendio di territorio, causa la mancata riduzione di volume del rifiuto
- possibile emissione di odori fortemente sgradevoli
- possibile proliferazione di insetti e roditori
- emissione in atmosfera di composti tossici (cloruri, fluoruri), gas con forte effetto serra (metano), e gas dannosi per l'ozono stratosferico (CFC)
- rischio di ingenti emissioni di diossine in caso di incendio del biogas

L'incenerimento

Anche la tecnologia di smaltimento dei rifiuti che utilizza l'incenerimento con recupero energetico presenta fattori positivi e negativi che si possono così riassumere:

vantaggi:

- sfruttamento intensivo dell'ambiente, ridotto utilizzo di aree
- riduzione del 90% in volume e del 70% in peso della quantità di residui da avviare a discarica
- recupero di materiali prelevati dal ciclo (es. ferro)
- recupero del calore sviluppato dalla combustione (produzione di energia elettrica e teleriscaldamento)
- risparmio di fonti primarie di energia (carbone, petrolio, metano, ecc.)
- vendita energia elettrica e relativi vantaggi economici
- distruzione completa degli elementi organici e sterilizzazione del rifiuto
- inquinamento atmosferico controllato

svantaggi:

- elevato investimento iniziale
- spese di gestione e manutenzione
- presenza di scorie da combustione (25% in peso)
- presenza di polveri da depurazione fumi (3-4% in peso)
- sistema di smaltimento non finale
- necessità della presenza di altri siti di trattamento finale a valle per i residui (scorie e polveri)

Incenerimento dei rifiuti

Forni per il trattamento termico dei rifiuti

Le tecnologie oggi disponibili sul mercato per il trattamento termico dei rifiuti urbani sono essenzialmente 3:

- forni a griglia, piana od inclinata
- forni a tamburo rotante
- forni a letto fluido

Il mercato italiano è costituito quasi esclusivamente da forni a griglia: i forni a tamburo rotante sono più dedicati al trattamento dei rifiuti liquidi e quelli a letto fluido necessitano di una pezzatura molto uniforme, ma soprattutto i forni a griglia consentono una facile installazione di caldaie ben adatte al recupero del calore generato dalla combustione.

Sistemi integrati (forno griglia) e recupero energetico

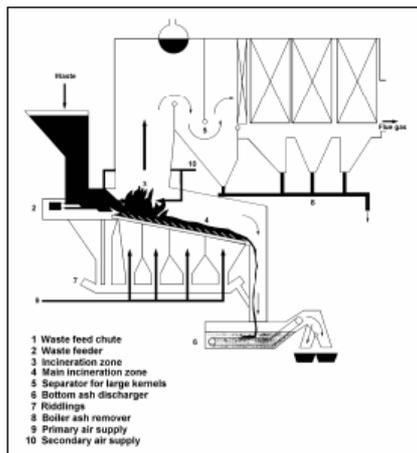
In realtà non vengono più utilizzati forni adiabatici accoppiati a caldaie a recupero ma solo sistemi integrati forno-griglia (figura 06) che consentono un più elevato rendimento del recupero energetico.

In questi sistemi la caldaia posa direttamente sulla griglia di combustione e la funzione del forno viene assolta dalla prima parte della caldaia, solitamente un canale verticale libero da banchi ed i cui tubi metallici sono rivestiti sul lato fumi di materiale refrattario: il recupero energetico inizia quindi fin dalle prime fasi della combustione.

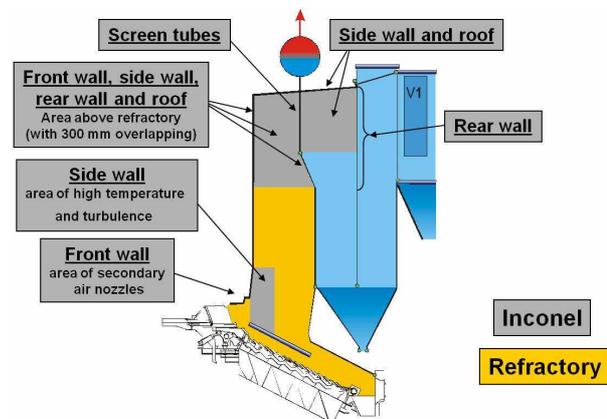
La caratteristica fondamentale dei fumi di combustione dei rifiuti urbani è la forte presenza di cloro e polveri, fatti che condizionano le scelte tecnologiche adottabili.

I fumi di combustione hanno temperature tra i 900 ed i 1050°C sia per motivi ambientali/normativi che per migliorare lo scambio energetico. A questo scopo sarebbe opportuno incrementare la pressione del vapore prodotto ma è sconsigliabile salire oltre i 40 bar in quanto cominciano a manifestarsi dei forti problemi di corrosione sulle tubazioni metalliche di scambio termico lato fumi; vi sono esempi di impianti con caldaie ben oltre i 40 bar ma dispongono di banchi rivestiti in materiali pregiati quali Inconel che richiedono investimenti ben consistenti.

Al fine di controllare lo scambio termico evitando pericolosi fenomeni di erosione e corrosione le caldaie vengono comunque rivestite internamente con refrattari ed Inconel in modo più o meno esteso (figura 07), al fine di proteggere adeguatamente il metallo delle tubazioni della caldaia stessa.



(Caldaia e forno integrati - fig.06)



(Protezione della caldaia - fig.07)

I fattori più significativi sui quali si può agire al fine di cercare di ottenere il massimo recupero energetico dalla combustione dei rifiuti sono riassumibili come:

- temperature fumi in uscita caldaia: per incrementare il recupero energetico andrebbero abbassate al massimo, ma si va incontro al rischio di corrosione connesso alla presenza di Cloro; inoltre, tali temperature sono comunque vincolate anche al sistema di trattamento dei fumi adottato;
- pressioni e temperature vapore prodotto: anche in questo caso vi è rischio di corrosione ed erosione dovuto alla presenza di Cloro nei fumi per cui ci si limita a 40 bar oppure occorre adottare adeguate soluzioni di protezione delle tubazioni lato fumi;
- pressione vapore scarico turbina: per consentire il massimo recupero occorre che il salto entalpico sia il maggiore possibile, ovvero la pressione del vapore allo scarico turbina il più bassa possibile, ma questo è legato al sistema di condensazione esistente che può essere ad aria o acqua;
- dimensioni impianti: nel passato la tendenza era di costruire impianti di piccola taglia mentre l'attuale orientamento è di costruirli di maggiore potenzialità sia perché l'effetto scala (il η aumenta con le dimensioni) non è trascurabile, che per la maggior flessibilità operativa che consentono. Tale tendenza a costruire impianti più grandi deriva anche dalle difficoltà che si riscontrano nella realizzazione di questi impianti;
- rendimento energetico: il rendimento del ciclo teorico è di $0,25 \div 0,30$, quello reale $0,15 \div 0,25$;
- possibilità di Recupero Energetico: viene prodotto vapore che poi può essere utilizzato come energia termica o trasformato in energia elettrica.

Il vapore prodotto dalla caldaia che ha recuperato l'energia termica contenuta nei fumi di combustione dei rifiuti può essere utilizzato su tre fronti:

- utilizzi tecnologici;
- produzione di energia elettrica;
- teleriscaldamento.

L'utilizzo per scopi tecnologici necessita della presenza di un cliente pronto a ricevere il vapore prodotto con continuità per cui è abbastanza raro che succeda e dipende unicamente dalla presenza o meno di aziende con tali necessità nelle vicinanze dell'impianto.

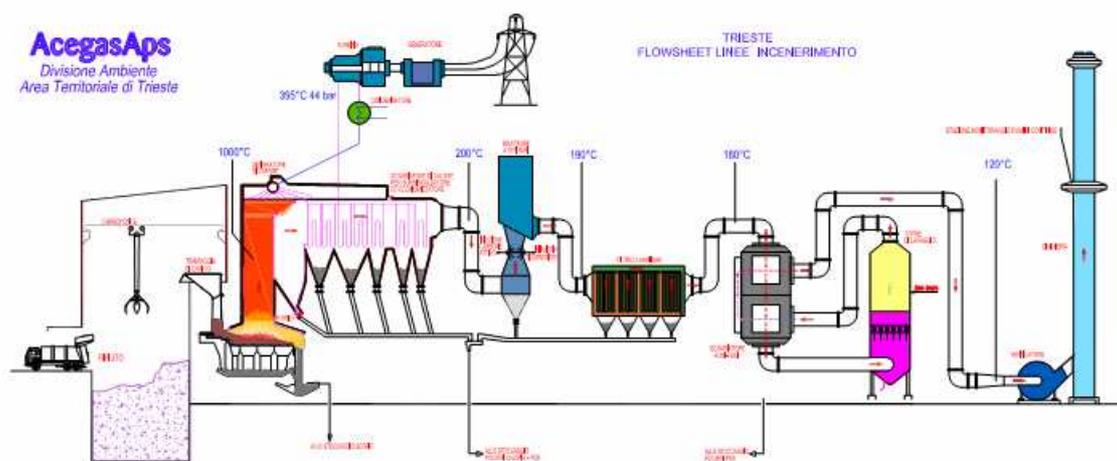
L'utilizzo "classico" è la produzione di energia elettrica che viene immessa direttamente sulla rete nazionale. La turbina a vapore è una macchina elettrica molto affidabile per cui si tende ad avere una macchina unica a favore di un maggiore rendimento piuttosto che frazionare la potenza erogabile.

La fattibilità del teleriscaldamento per usi civili dipende invece soprattutto da fattori esterni. L'impiantistica necessaria a predisporlo su di un termovalorizzatore non è complessa e l'investimento è importante ma generalmente affrontabile. La reale criticità è la necessità di una rete esterna di distribuzione che, invece, rappresenta un forte investimento sul territorio, che non può che rientrare nelle politiche del territorio stesso, sia per le dimensioni che per la durata. Oltre a ciò, anche i singoli utenti devono predisporre i propri impianti termici all'utilizzo di fluidi termici al posto di caldaie a combustibili fossili. In aggiunta, è necessario anche realizzare una centrale termica di supporto in quanto, in caso di fermo impianto, è impensabile "lasciare al freddo" la rete, ovvero va sempre garantita la continuità di fornitura di energia termica.

Il rendimento del recupero energetico con la sola produzione di energia elettrica è basso ed i possibili incrementi con ottimizzazioni impiantistiche e tecnologiche sono ridotti; elevati rendimenti sono raggiungibili solamente accoppiando la generazione di energia elettrica alla cessione di energia termica quale il teleriscaldamento.

A questo proposito la Direttiva Comunitaria (2008/98/CE) in tema di rifiuti prevede che gli impianti di incenerimento possano essere autorizzati in R (recupero) invece che in D (smaltimento) nel caso il rendimento del recupero energetico sia sufficientemente elevato basandosi sui bilanci energetici, ovvero viene valorizzato e normato il Recupero di Energia dai rifiuti.

Il Termovalorizzatore di Trieste



(Termovalorizzatore di Trieste - fig.09)

L'impianto di via Errera è articolato su tre linee aventi una capacità teorica di smaltimento pari a 204 t/die di rifiuti urbani e assimilabili ciascuna con un PCI di riferimento di 9.200 MJ/kg (2.200 kcal/kg).

La reale capacità di smaltimento dell'impianto si attesta intorno alle 500÷550 t/die soprattutto a causa dell'elevato PCI degli attuali rifiuti (10.500 MJ/kg). Nel corso di un anno l'impianto di Trieste è in grado di trattare circa 160.000 t di rifiuti.

La combustione

Ciascuna delle linee è indipendente sia dal punto di vista della combustione che dal trattamento dei fumi e può funzionare in modo separato totalmente dalle altre; hanno in comune solo il ciclo termico che è unico per ottimizzare il rendimento energetico.

La linea 2 è formata da un forno quasi adiabatico rivestito internamente di refrattario, una camera di post-combustione, una caldaia a recupero ed un sistema di trattamento fumi.

Le linee 1 e 3 sono formate da un sistema forno-caldaia integrato ed un sistema di trattamento fumi.

Nella linea 2 la griglia di combustione è una Martin orizzontale piana mobile, raffreddata ad aria: consente di trattare rifiuti da 7.500 a 10.900 kJ/kg. Il forno situato sopra la griglia, interamente coperto da refrattari,

contiene anche due piccole superfici di scambio (water-jacket) che consentono un'ottimizzazione del recupero energetico. Nel forno sono installati dei bruciatori con un duplice scopo: avviare il forno e portare la temperatura dello stesso a quella minima di 850°C richiesta dalla normativa per introdurre i rifiuti, e mantenere comunque tale temperatura minima in camera di combustione nel caso per qualsiasi motivo questa tenda a calare avvicinandosi a tale limite.

I rifiuti vengono introdotti nel forno attraverso un pozzo verticale posto sotto la tramoggia di carico che è sempre pieno di rifiuti in modo da garantire la tenuta del sistema forno-caldaia-trattamento fumi, sempre in depressione al fine di evitare pericolose fuoriuscite dei gas di combustione.

Una volta nel forno i rifiuti vi permangono per un tempo che può variare da 30' a 120', in funzione delle loro caratteristiche e del carico dell'impianto. La combustione che avviene sulla superficie della griglia ha varie fasi: essiccamento (gassificazione, accensione), combustione principale, completamento della combustione.

Una volta terminata la combustione i rifiuti giungono alla fine della griglia e cadono in un pozzo verticale di scarico che termina in una gondola piena di acqua per spegnere le scorie di combustione e che garantisce anche la tenuta idraulica. Le scorie vengono poi pressate e spinte nella fossa scorie in attesa di essere fatte uscire dall'impianto: rappresentano circa il 25% in peso e 10% in volume del rifiuto entrato.

La combustione dei rifiuti genera due prodotti: le scorie ed i fumi di combustione.

I fumi generati passano dal forno nella camera di post-combustione dove completano la fase di ossidazione ed escono ad una temperatura di 950÷1.000°C.

Nella linea 2 la caldaia è a recupero e verticale, con il primo canale libero mentre tutti i banchi (evaporativi, economizzatori e surriscaldatori) sono installati lungo il secondo canale, sempre verticale. La temperatura di uscita dei fumi dalla caldaia è di circa 200°C; la caldaia può produrre fino a 21 t/h di vapore a 39 bar e 375°C.

Nelle linee 1 e 3 la griglia è raffreddata ad acqua ed aria, fatto che consente di trattare rifiuti con PCI compreso nel range 7.500÷16.700 kJ/kg con un carico termico massimo di 21,75 MW. Sopra la griglia non vi è un forno ma direttamente la caldaia che dopo il primo canale verticale ha uno sviluppo orizzontale, dove sono installati tutti i banchi (economizzatori, surriscaldatori, evaporativi). Le due caldaie producono rispettivamente fino a 27,8 e 26,5 t/h di vapore con le medesime caratteristiche di quella della linea 2, per un totale complessivo massimo di 75,3 t/h di vapore da inviare in turbina.

Tutta la caldaia è realizzata con tubazioni aventi varie caratteristiche: quelle che costituiscono le pareti del primo canale verticale sono ricoperte internamente da un rivestimento refrattario che ha lo scopo di proteggere dai fumi di combustione che in questa zona hanno un elevato potere erosivo e corrosivo.

Trattamento dei fumi di combustione

I principali inquinanti contenuti nei fumi di combustione dei rifiuti solidi urbani sono il cloro e le polveri.

Il sistema di depurazione dei fumi di combustione è del tutto simile sulle tre linee.

La prima parte del trattamento dei fumi di combustione avviene già in forno dove viene iniettata una soluzione di urea additivata al fine di abbattere gli ossidi di azoto (DeNOx SNCR).

In uscita dalla caldaia, a circa 200°C, i fumi vengono avviati in un reattore il cui scopo è abbattere il cloro utilizzando il sistema Neutrec®: viene insufflato a secco bicarbonato di sodio micronizzato con una granulometria tale da garantire la completa reazione; assieme al bicarbonato viene iniettato il carbone attivo in polvere per abbattere microinquinanti come le diossine e metalli pesanti come il mercurio.

Si passa poi al filtro a maniche costituito da 4 sezioni separate e funzionanti in parallelo per 960 maniche complessive (circa 1.800 m² di superficie) in Goretex. Tali maniche hanno la duplice funzione di filtro assoluto per le polveri e di garantire il completamento della reazione del bicarbonato e del carbone attivo grazie alla presenza di uno strato di materiale (coating) sulla superficie delle maniche stesse.

La parte finale del trattamento fumi è costituita da una torre di lavaggio monostadio a soda caustica come stazione di finitura a umido. A monte ed a valle della torre i fumi passano in uno scambiatore fumi-fumi teflonato che permette di utilizzare il calore presente nei fumi per innalzare la temperatura degli stessi in uscita dalle torri di lavaggio da 50°C a 120°C.

In uscita dallo scambiatore i fumi passano nel ventilatore finale (255 kW con regolazione tramite inverter) e nel camino alto 100 m che è dotato di una canna separata per ciascuna linea.

Sul camino è installata la parte estrattiva del Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) che consente il monitoraggio continuo degli inquinanti rilasciati in atmosfera (CO, polveri, HCl, HF, SO₂, NO_x, COT, ecc.).

Residui del processo

I prodotti residuali del processo sono essenzialmente:

- scorie derivanti dal processo di combustione vero e proprio, pari al 24% in peso del rifiuto entrato (34.920 t nel 2008);
- polveri (fly ash) derivanti dal trattamento dei fumi di combustione, pari a circa il 4% in peso del rifiuto entrato (5.507 t nel 2008);
- acque reflue provenienti dagli spurghi della torre di lavaggio che vengono avviate al sistema di depurazione chimico-fisico interno all'impianto e qui trattate.

Ciclo termico

Il vapore prodotto dalle tre caldaie (39 bar / 375 °C) viene avviato ad un unico gruppo turboalternatore a vapore da 18,5 MW nominali producendo 14,9 MW ai morsetti dell'alternatore. Il vapore esausto a 0,08 bar / 41,5 °C finisce in un condensatore collegato ad una torre evaporativa raffreddata ad acqua.

È disponibile anche un condensatore ausiliario utilizzabile in caso di fuori servizio della turbina a vapore: anche in assenza di recupero energetico è comunque necessario che l'impianto funzioni in modo da assolvere alla sua *mission* principale che è lo smaltimento dei rifiuti.

In questo impianto il recupero energetico è limitato alla produzione di elettricità e non è installato un sistema di recupero termico. Il cliente energetico ideale da trovare dovrebbe possedere le seguenti caratteristiche:

- fabbisogno energetico di acqua calda o vapore (energia termica) costante lungo tutto l'anno;
- vicinanza;
- indipendenza in caso di mancata produzione da parte dell'impianto.

Strategie sulla gestione dei rifiuti

Il termovalorizzatore di via Errera è l'impianto di bacino per la gestione dei rifiuti del territorio della provincia di Trieste e Gorizia e deve quindi garantire la copertura del servizio di smaltimento sul flusso in ingresso che è non-interrompibile, a meno di creare gravi disagi alla cittadinanza nel caso di blocco del servizio di raccolta dei rifiuti solidi urbani.

Questo ha spinto nel passato a realizzare la terza linea in modo che la fermata per manutenzione di una singola linea su tre non andasse a rendere la capacità di smaltimento dell'impianto inferiore alla produzione del territorio istituzionalmente servito; in questo modo è possibile fermare solo i flussi di rifiuti che sono "interrompibili" senza eccessivo disagio per la popolazione.

Va detto che il volume della fossa consente solo parzialmente di gestire l'eccesso di rifiuti in ingresso rispetto alla capacità di smaltimento, ed in realtà lo scopo della fossa è anche di:

- appiattare i picchi dei flussi in ingresso dei rifiuti legati ai sistemi di raccolta (nei giorni festivi non vengono raccolti rifiuti urbani ed i giorni post-festivi arrivano sull'impianto quantitativi quasi raddoppiati), in modo da consentire la costanza della curva di potenzialità di smaltimento (in assenza di un adeguato stoccaggio di rifiuti in fossa la domenica mancherebbero rifiuti da alimentare all'impianto);
- consentire ai rifiuti un minimo di permanenza in fossa: 2 giorni permettono un minimo di maturazione ed una migliore omogeneizzazione delle caratteristiche;
- permettere agli operatori un adeguato mescolamento dei rifiuti conferiti ("coltivazione" della fossa) per rendere il più uniformi possibile le caratteristiche dei rifiuti che alimentano i forni.

Risorse utilizzate

Nella tabella 08 sono riportate le principali risorse che sono state utilizzate per la gestione dell'impianto di Trieste nel 2008.

rifiuti termovalorizzati	145.486	t		
risorse utilizzate				
acqua	808.250	m3	5,6	m3/t
energia elettrica	17,3	GWh	119	kWh/t
bicarbonato di sodio	2.416	t	16,6	kg/t
carbone attivo	217	t	1,5	kg/t
urea	692	t	4,8	kg/t
soda caustica	383	t	2,6	kg/t
output				
energia elettrica	87,2	GWh	599	kWh/t
scorie (CER 190112)	34.920	t	24%	
polveri (CER 190105*)	5.507	t	3,8%	
acque reflue	484.950	m3	3,3	m3/t

(Risorse usate per la gestione dei rifiuti Trieste 2008 - tab.08)

Bilanci di massa ed energetici

Prendendo come riferimento i dati 2008 dell'impianto di Trieste ed elaborandoli riferendosi ad una produzione pro-capite di rifiuti pari a 530 kg/anno si ottengono i valori riportati in tabella 09.

rifiuti prodotti pro-capite	530	kg
risorse utilizzate		
acqua	3	m3
energia elettrica	63	kWh
bicarbonato di sodio	9	kg
carbone attivo	1	kg
urea	3	kg
soda caustica	1	kg
output		
energia elettrica	318	kWh
scorie (CER 190112)	127	kg
polveri (CER 190105*)	20	kg
acque reflue	2	m3

(Risorse necessarie pro-capite per la gestione dei rifiuti urbani - tab.09)

Considerando per una famiglia di 4 persone un consumo medio annuo di energia elettrica pari a 5.000 kWh il contributo alla produzione di energia elettrica ottenuto dalla combustione dei rifiuti prodotti è pari a ben il 25% del totale.

Conclusioni

Nell'ambito della gestione dei rifiuti urbani lo smaltimento della frazione residuale della raccolta differenziata trova nella termovalorizzazione l'opportunità di recuperare le risorse ancora presenti nei rifiuti, ovvero l'energia. Anche se ben consolidata, quella dell'incenerimento dei rifiuti è una tecnologia ancora in evoluzione alla ricerca di soluzioni maggiormente affidabili e che consentano l'ottimizzazione del processo, sia dal punto di vista ambientale che del rendimento energetico.

Un termovalorizzatore rappresenta una risorsa disponibile sul territorio il cui scopo è di smaltire i rifiuti e massimizzare il recupero energetico degli stessi.

Un termovalorizzatore non si contrappone a priori verso le politiche di raccolta differenziata ma consente di intervenire a valle di queste recuperando solamente l'energia presente come combustibile convertendola in energia termica ed elettrica.

Per sfruttare correttamente un termovalorizzatore è altresì necessario garantire la costante saturazione della sua capacità, sia perché a pieno carico si hanno le migliori prestazioni ambientali energetiche ed economiche, ma anche perché il tempo in cui un forno è fermo è perso per sempre: a differenza di una discarica dove uno spazio non riempito resta comunque a disposizione nel futuro, in un termovalorizzatore il momentaneo mancato utilizzo della sua capacità di smaltimento non può essere recuperato in tempi successivi.

Ovviamente se la tecnica di utilizzo di un termovalorizzatore va ad erodere quote di raccolta differenziata non si può parlare di corretta gestione dei rifiuti, ma questo non è altro che un uso improprio di una tecnologia che non può essere imputato alla tecnologia stessa.

Bibliografia

AcegasAps SpA, “Bilancio integrato 2009”

CITEC (aavv), “Linee guida per la progettazione, realizzazione e gestione degli impianti a tecnologia complessa per lo smaltimento dei rifiuti urbani”, Hyper ed., 2007

Gregorio S., “Lo smaltimento dei rifiuti a Trieste”, Rassegna Tecnica FVG, 2008

ISPRA (aavv), “Rapporto Rifiuti Urbani 2011”

Martin GmbH, documenti vari

Summary

WASTE TO ENERGY

Using modern technologies, waste production can be considered not just a problem but a resource. Energy content in residual waste has to be recovered with combustion to produce steam and water for district heating and electricity.

PROSPETTIVE MERCEOLOGICHE DELL'ENERGIA DALLA BIOMASSA

GIGLIOLA CAMAGGIO

Dipartimento di Scienze Geografiche e Merceologiche, Università degli Studi di Bari Aldo Moro
Via Camillo Rosalba 53, 70124, Bari
e-mail: g.camaggio@dgm.uniba.it

Riassunto

La situazione energetica mondiale è preoccupante per la continua crescita dei consumi, soddisfatti in massima parte dai combustibili fossili (carbone, petrolio e gas naturale), tutte fonti in via di esaurimento ed il cui uso origina un elevato impatto ambientale. Per i prossimi anni la domanda di energia crescerà ulteriormente e per limitare la dipendenza dai paesi produttori di petrolio, caratterizzati in buona parte dall'instabilità politica e ridurre o limitare le emissioni di CO₂ e degli altri gas climalteranti, si guarda con molta attenzione alle possibili fonti energetiche rinnovabili tutte disponibili ogni anno in quanto legate ai cicli naturali. Tra queste la biomassa, una delle più antiche fonti di energia, rappresenta una risorsa versatile con grandi potenzialità. In particolare la produzione di biocombustibili liquidi dalla biomassa è destinata a rivestire un ruolo importante ed il comparto agricolo a svolgere quindi una funzione determinante nella produzione di risorse bioenergetiche.

Introduzione

La situazione energetica mondiale è alquanto critica a causa dei consumi di energia in continua evoluzione. Nel 2008 hanno superato gli 11.000 Mtep prodotti in massima parte da fonti energetiche fossili (petrolio circa 4.000 Mtep, carbone 3.300 Mtep e gas naturale 2.700 Mtep) e si prevede che nel 2030 aumenteranno ulteriormente e dovrebbero raggiungere i 17.000 Mtep (British Petroleum, 2011). Si avrà quindi una continua crescita del fabbisogno energetico, ma lo scenario che si presenta è alquanto difficile per le incertezze riguardo gli approvvigionamenti, l'instabilità dei mercati e, soprattutto, per quei paesi con inadeguate risorse energetiche. Nello stesso tempo le fonti fossili sono in fase di esaurimento e bisogna tener presente anche dell'impatto che il loro impiego origina sull'ambiente, per cui appare sempre più urgente a livello mondiale modificare i consumi energetici e valorizzare altre risorse. C'è attenzione per tutte le possibili fonti di approvvigionamento alternative.

L'utilizzo di fonti rinnovabili è uno strumento individuato a livello internazionale per ridurre la dipendenza economica dai paesi produttori di combustibili fossili (dove spesso non vi è stabilità politica) e nello stesso tempo ridurre le emissioni di gas serra, gas climalteranti, secondo quanto previsto dal Protocollo di Kyoto. In particolare in questi ultimi tempi c'è molto interesse per le biomasse ma il loro impiego presenta una elevata disomogeneità fra i diversi paesi e dove sono maggiormente utilizzate le tecnologie sono poco efficienti e altamente inquinanti. A livello mondiale oltre 1.000 Mtep derivano dalla biomassa di cui l'89% è impiegato come energia termica, il 5,2% come energia elettrica e il 5,8% come biocarburante (Paiano et al., 2010) (1).

L'utilizzo della biomassa per fini energetici non è recente ed è stata una delle più antiche fonti di energia. Grazie alla sua versatilità presenta grandi potenzialità e può costituire una importante opportunità di sviluppo e ricoprire un ruolo strategico per il raggiungimento dell'obiettivo sancito dalla direttiva 2009/28/CE cioè che per il 2020 il 20% del consumo di energia della Comunità Europea derivi da fonti rinnovabili. Attualmente in ambito comunitario solo il 4-5% dell'energia prodotta deriva dalla biomassa.

Risalendo il corso dei tempi non dobbiamo dimenticare che prima dell'avvento dell'impiego del carbone (1700) l'energia era prodotta dalla combustione della legna fuori dal contatto con l'aria (una distillazione

¹(1) Come è noto ai sensi della Direttiva 2001/77/CE, recepita dal D. Lgs. 387/2003 all'art. 2 si definisce biomassa "la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti di residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile di rifiuti industriali e urbani". Nella presente analisi ci si limiterà ad esaminare le prospettive della utilizzazione soltanto di quella parte della biomassa che si può realmente considerare materia rinnovabile cioè dei prodotti e sottoprodotti provenienti dall'agricoltura e silvicoltura.

secca) ottenendo il carbone vegetale o carbone di legna. La carbonizzazione può avvenire in speciali forni fissi, metallici o in muratura, che permettono di recuperare la maggior parte dei prodotti della distillazione i cui gas non condensabili sono utilizzati per la combustione. Nel nostro paese, nonostante vari tentativi svolti principalmente durante i periodi bellici, la carbonizzazione in forni fissi non si è affermata ed il carbone di legna deriva dalla carbonizzazione forestale che avviene in carbonaie verticali formate da mucchi di legna. A seconda del tipo di materiale legnoso di partenza utilizzato per costituire la carbonaia si originano carboni dolci (se derivano dal pioppo, salice ecc.), carboni forti (querce, faggio ecc), carbonella, carbone minuto che si ricava dalla ramaglia più sottile (Villavecchia Eigenmann, 1973). Attualmente la principale fonte del legname utilizzato nel mondo sono le foreste e dalla combustione dei loro alberi ed arbusti è possibile produrre energia elettrica. Nel periodo che va dalla 1^a alla 2^a guerra mondiale incluse, a causa della carenza del petrolio in molti paesi quali l'Italia, la Francia, l'Inghilterra e la Svezia, alcuni veicoli a benzina vennero modificati con l'aggiunta di un gasogeno a legna, una ingombrante apparecchiatura montata sullo stesso veicolo con conseguente sacrificio di spazio anche perché occupato dalla legna o dalla carbonella di scorta. Detto gasogeno era capace di produrre una miscela di H₂, CO, CO₂, N₂ e vapor acqueo (denominato gas povero). Era inoltre in grado di produrre (e purificare) immediatamente questa miscela di gas nello stesso veicolo e che alimentava il motore di un normale veicolo a benzina a ciclo Otto (sostituendo il carburatore con un miscelatore gas-aria). Si trattava di motori a scoppio alimentati da energia rinnovabile. Presentavano tuttavia alcune limitazioni quali la velocità massima più contenuta e imponeva l'utilizzo di marce basse. Inoltre le emissioni in CO₂, CO, e NO_x erano inferiori a quelle dello stesso veicolo alimentato a benzina (mantenendo la stessa marmitta catalitica). Si evidenziò anche una scarsa efficienza ed un basso potere calorifico rispetto alla benzina per cui lo sviluppo di tale tecnologia si ebbe durante il periodo bellico. Vennero emanati decreti incentivanti (RDL 21 novembre 1935 n. 2234) ed il gasogeno fu inteso da molti come il sistema per eccellenza funzionante con "carburante nazionale" e trovò impiego soprattutto nel trasporto pubblico (Ruzzenenti, 2011). In quel periodo questa tecnologia riscosse grande successo e anche grandi case automobiliste quali la FIAT e l'Alfa Romeo apprezzarono questa innovazione e costruirono diversi autoveicoli dotati di gasogeno e molte officine lo adattarono a veicoli già circolanti. Nel 1936 fu commissionato all'Ansaldo una littorina, un treno passeggeri di solito monocarrozza (Ruzzenenti, 2011).

Storia dell'alcol carburante negli anni '30

Con lo sviluppo dell'industria automobilistica in Europa si pensò di utilizzare una miscela carburante di alcol. Furono redatti dei programmi che iniziarono nel 1890. Alcuni ingegneri e i governi in Germania ed in Francia riconobbero il ruolo che poteva ricoprire l'etanolo. Emerse che non era soltanto utile come carburante, ma poteva aprire nuovi mercati all'agricoltura e rafforzare la sicurezza nazionale rispettando il mondo dell'industria petrolifera dominato dagli Stati Uniti e dalla Russia. Il modello francese e tedesco fu seguito da 40 nazioni nel periodo che va tra la 1^a e la 2^a guerra mondiale. Ben presto alcuni ingegneri che lavoravano sul motore a compressione quali Ford, Ricardo e Kettering, quest'ultimo capo della ricerca della General Motors, capirono che l'etanolo poteva ricoprire un ruolo importante come carburante. La possibilità di sostituire il petrolio con detta miscela è stata motivata da finalità politiche ed economiche. Mediante lo sviluppo dell'agricoltura negli Stati Uniti, ma soprattutto nei paesi dove era fiorente la coltivazione di colture che producevano zucchero quali il Brasile e le Filippine, la possibilità di sostituire il petrolio importato e rendersi indipendenti è stato un importante obiettivo. Ben presto però l'utilizzo di additivi quali il piombo tetraetile, scoperto nel 1922 da T. Midgley e pericoloso per l'ambiente, per migliorare le prestazioni delle benzine economiche provenienti dal Medio Oriente, hanno condotto all'abbandono di questi programmi tranne che in Brasile. In quest'ultimo paese la miscela di alcol venne impiegata nel 1919 nello stato del nord est dove il governatore ne impose l'utilizzo nei veicoli ufficiali. L'attenzione per l'alcolcarburante era motivata dalla dipendenza dalle importazioni delle benzine e dalla grande disponibilità di materie prime per la produzione di alcol. La benzina era un prodotto importato l'alcol invece un prodotto locale. Tuttavia si rilevò che nel motore originava delle alterazioni per cui fu necessario apportare a quest'ultimo delle modifiche. Il suo uso è continuato nel tempo (Kovarik, 2006). Nel 1925 Ford disse che l'alcol etilico era il "carburante del futuro" e detta opinione fu condivisa da molti esponenti dell'industria automobilistica. Sostenne anche che "c'è un carburante in ogni parte della materia vegetale che può essere fermentata". Negli anni '30 vi fu una grave crisi economica che condusse alla "grande depressione". Malgrado le

cause che la originarono fossero complesse si pensò di aprire nuovi mercati ai produttori agricoli. Con il sostegno finanziario e politico di Ford l'idea fu sostenuta con un ampio movimento di ricerca scientifica riguardante l'agricoltura etichettato come "Farm Chemurgy". La chemiurgia sarà quella branca della chimica che studierà l'uso dei prodotti e sottoprodotti agricoli per la lavorazione industriale degli stessi e lo sviluppo di nuovi tipi di piante per le applicazioni esclusivamente industriali (De Marco, 2006).

Nel 1936 una legge del 21 febbraio disponeva l'obbligo di aggiungere il 20% di alcol nelle benzine a causa dell'aumento degli stock di zucchero invenduto, ma anche per una contrazione dei consumi di benzina. L'aggiunta dell'etanolo era interessante anche per il suo potere antidetonante che migliorava il rendimento dei motori. Nonostante queste premesse non furono raggiunti gli obiettivi ambiziosi prospettati nel 1935 dal Comitato Corporativo Centrale. Sebbene le elevate potenzialità delle raffinerie di alcol, dovute a importanti investimenti, la produzione di alcol di 1ª categoria ebbe un andamento sfavorevole. Di conseguenza il RDL del 27 aprile 1936 n. 635, che stabiliva che l'impiego di alcol ottenuto da bietole, melasse e altre sostanze zuccherine o amidacee fosse avviato all'uso esclusivo di carburante, fu modificato (RDL 18 gennaio 1937 n. 22) e fu abrogato il vincolo della destinazione a carburante di determinate quantità di alcol di 1ª categoria. Fu inoltre sospesa la possibilità di mescolare l'alcol con la benzina successivamente ripristinata ma nella proporzione del 12% anziché del 20% (Ruzzenenti, 2011).

Nel corso del XX secolo gli agricoltori hanno appoggiato l'utilizzo del carburante alcol per ben tre volte: intorno al 1906, negli anni '30 con l'approvazione di Ford e più recentemente durante la crisi degli anni '70. Dalla metà degli anni '80 sono stati costruiti un centinaio di impianti per la produzione di alcol dal mais e sul mercato dei carburanti sono stati collocati oltre 1 milione di galloni (circa 3.700 milioni di litri) di alcol. Verso la fine degli anni '80 e '90 in seguito alla contrazione dei prezzi dei carburanti tradizionali la maggior parte della produzione si è fermata. L'alcol etilico è stato utilizzato a lungo come carburante in 2 modi: o sostituiva completamente la benzina nei motori a combustione interna, o miscelato con la benzina in misura dal 10 al 30% senza apportare modifiche al motore. Questa miscela produce lo stesso effetto delle benzine additivate con piombo tetraetile.

Resurrezione dall'alcol carburante dopo la crisi del 1973

Dopo la crisi energetica del 1973 che condusse ad un forte incremento del prezzo del petrolio greggio, anche di oltre 10 volte, fu ampiamente discussa l'opportunità di liberarsi dalla dipendenza dell'approvvigionamento di questo combustibile ricorrendo all'impiego dei carburanti alternativi. Fu ricordato che il primo carburante per il motore a combustione interna era stato l'alcol etilico, usato dallo stesso inventore Otto, prodotto su larga scala in seguito alla fermentazione degli zuccheri presenti nella frutta, in alcuni tuberi o ricavabili dall'amido. Come già visto l'alcol carburante era stato usato negli Stati Uniti durante la grande crisi degli anni '30 ed in Italia nel periodo autarchico del fascismo. In Brasile il suo impiego si è sviluppato negli anni '60, utilizzando come materia prima la canna da zucchero, ed il suo uso, come già detto, è ormai consolidato. Successivamente negli Stati Uniti negli anni '70 il suo impiego si è diffuso in seguito all'avvio di un programma che prevedeva l'uso di una miscela carburante costituita da benzina con il 10% di alcol e denominata "gasohol" allo scopo di ridurre l'impiego del petrolio e smaltire le eccedenze di mais. Questa miscela era ed è venduta ad un prezzo più contenuto per il sostegno governativo erogato ai coltivatori di granturco. L'utilizzo dell'alcol etilico come carburante è stato sostenuto dai movimenti ecologisti in quanto deriva dai vegetali, quindi, dal sole in seguito alla fotosintesi, cioè da materie prime rinnovabili. Inoltre la quantità di CO₂ che si libera dalla combustione è più o meno la stessa fissata dai vegetali da cui l'alcol deriva. C'è però da osservare che il costo di produzione dell'alcol etilico è più elevato di quello della benzina per cui il suo impiego come carburante richiede il sostegno statale sia come contributo all'agricoltura che alle distillerie (agroindustria). Il progetto che sosteneva l'impiego dell'alcol etilico come carburante non ha incontrato l'appoggio dell'industria automobilistica, anche a tutt'oggi, in quanto quest'ultima ha sempre temuto la perdita di immagine passando dalle benzine tradizionali ad un carburante di "autarchica" memoria. Inoltre deve apportare modifiche alle auto in produzione. D'altro canto la stessa industria petrolifera ha

temuto di perdere la competitività con la benzina ed ha anche incontrato difficoltà a installare distributori per la benzina/alcol a fianco di quelli per la benzina tradizionale. Peraltro l'alcol etilico ha un elevato numero di ottano e quindi il suo uso permette di evitare gli antidetonanti nocivi oggi addizionati alle benzine, come gli idrocarburi aromatici e altri. Inoltre i gas di combustione immessi nell'atmosfera sono meno inquinanti e nocivi di quelli scaricati dai tubi di scappamento dei motori a benzina.

In Italia dal 1973 sino alla metà degli anni '80 non c'è stata attenzione per l'uso dell'alcol come carburante ad eccezione di tentativi sperimentali (vetture, motoscafi). In seguito, nel 1985, c'è stato un nuovo interesse per l'alcol etilico che viene ribattezzato "bioetanolo". Tutta questa attenzione è stata motivata dai contributi erogati dalla Comunità Europea che mediante un meccanismo ingegnoso ha elargito sovvenzioni due volte: per la coltivazione del frumento di non buona qualità adatto alla produzione di alcol e nel momento in cui è addizionato alla benzina. Il tutto è stato sostenuto da una valida campagna di stampa che ha presentato l'operazione come una svolta ecologica. Il progetto non aiutava l'agricoltura ma incentivava la produzione di grano di non elevata qualità ma con alta resa che richiedeva l'impiego di un maggior uso di concimi e prodotti chimici e maggior impatto ambientale. La costruzione di nuove distillerie avrebbe aiutato a distruggere le fabbriche di fermentazione e di distillazione dell'alcol.

Dibattito sull'utilizzo delle risorse alimentari per sfamare i poveri e le risorse alimentari per far marciare i suv dei ricchi

L'evoluzione dei prezzi del petrolio ha condotto a prestare molta attenzione al comparto agricolo che ha rivestito un ruolo determinante nella produzione delle risorse bioenergetiche e in particolare nella produzione di biocarburanti. Le coltivazioni agricole prese in considerazione per la produzione dei biocarburanti di prima generazione sono state diverse. Inizialmente c'è stato grande interesse per il girasole, il colza, la soia, la palma da olio, tutte colture diffuse e utilizzate prevalentemente per fini alimentari sia nel nostro paese che in altri paesi europei ed extraeuropei. Sottoponendo a raffinazione e successiva esterificazione l'olio estratto dai semi di dette colture si ottengono il biodiesel e la glicerina, quest'ultimo un sottoprodotto con elevato valore aggiunto che ha oltre 800 utilizzi, alcuni dei quali riguardano il settore farmaceutico, il settore alimentare, il settore cosmetico e altro (Camaggio et al., 2006). Il biodiesel che si ottiene da dette colture presenta elevate caratteristiche tecniche da costituire una valida alternativa al gasolio fossile sia dal punto di vista energetico che ambientale. Può essere utilizzato in miscela con il gasolio (il 60-70% di questo è indirizzato all'autotrazione e solo il 20-30% per il riscaldamento). Presenta tuttavia dei limiti quale maggiori costi di produzione rispetto a quelli del tradizionale gasolio, richiede la disponibilità dei suoli per la coltivazione delle colture da cui derivano, origina l'impoverimento dei terreni, il depauperamento dei suoli, e vi è la contrapposizione con la destinazione degli stessi a colture oleaginose per uso alimentare. Infatti le materie prime utilizzate per la produzione di biocarburanti sono anche impiegate per l'alimentazione umana e animale. Un maggior impiego di dette colture per uso energetico ha i suoi riflessi sulla loro disponibilità e sul loro prezzo. Sorge quindi la competizione riguardo l'uso delle terre (per alimenti, per lo sviluppo urbano, per i biocarburanti). Gli effetti che si possono generare sono una maggiore estensione di terre produttive distolte alla produzione alimentare per destinarle ad uso no-food e tutto questo conduce a maggiori implicazioni riguardo la disponibilità di risorse alimentari e sui loro prezzi (Ojima, 2009). E' necessario per la produzione dei biocarburanti un sostegno economico (Camaggio et al., 2006).

A livello mondiale la produzione dei biocarburanti è notevolmente cresciuta, circa 65 Mt nel 2008 di cui 52 Mt riguardano il bioetanolo che è prodotto in massima parte dal Brasile (70%) che è anche il maggior consumatore. Come si può notare la produzione di biocarburanti di prima generazione è cresciuta rapidamente negli ultimi anni in risposta al timore sulla sicurezza degli approvvigionamenti, all'aumento del prezzo del petrolio e dei cambiamenti climatici ma sono stati messi in discussione. La produzione mondiale di biodiesel è stata invece di 13,7 Mt nel 2008 e i maggiori produttori sono l'UE, che incide per il 56%, gli Stati Uniti, l'Argentina, il Brasile. Mentre il consumo è localizzato per il 67% nell'UE che per assolvere alle proprie esigenze ne importa 1,3 Mt (Paiano et al. 2011a). Nel nostro paese l'industria dei biocombustibili è

fortemente condizionata dalla disponibilità della materia prima che viene sostanzialmente importata per cui siamo dipendenti dall'estero come per i combustibili fossili. Negli ultimi tempi è cresciuta sia la produzione che il consumo di biodiesel. Nel 2009 a fronte di una produzione di 0,7 Mt ed un consumo di 1,1 Mt sono state importate 0,4 Mt di biodiesel soprattutto dalla Francia, Germania e Stati Uniti. Emerge la necessità di tralasciare le colture legate alla filiera alimentare e di puntare su colture non tradizionali, colture energetiche dedicate, che non siano in competizione con le colture alimentari, quali la jatropha, il croton, l'arundo donax, la babassa, il miscanto ecc. L'attenzione per la produzione di biocarburante è sempre crescente per cui i limiti dell'impiego di quelli di prima generazione hanno condotto a quelli di seconda generazione che non utilizzano risorse alimentari ma le colture energetiche dedicate e substrati non utilizzabili per fini alimentari quali gli scarti e residui lignocellulosici o gli oli alimentari esausti e la parte organica dei rifiuti urbani tutti prodotti che evitano la competizione con le produzioni alimentari. I processi utilizzati per la trasformazione sono biochimici che utilizzano agenti biologici (enzimi e microrganismi) e processi termochimici dove le biomasse lignocellulosiche vengono sottoposte ad elevate temperature in presenza di aria o di ossigeno. Mediante la pirolisi o la gassificazione si ottiene un gas di sintesi che viene utilizzato per il reforming dei biocarburanti. Attualmente il loro utilizzo è in fase sperimentale e non consente una produzione su scala nazionale (Paiano et al., 2011b) anche se ultimamente a Crescentino (Vercelli) è stata avviata la costruzione della prima raffineria al mondo per la produzione di bioetanolo di seconda generazione ad opera del Gruppo Mossi&Ghisolfi. Questo progetto della durata di 5 anni ha richiesto un investimento di 120 milioni di euro e darà origine ad una bioraffineria con capacità di oltre 40.000 t annue di bioetanolo ottenuto da biomasse lignocellulosiche non destinate all'uso alimentare in particolar modo la comune canna (arundo donax). Da detto progetto deriveranno diversi vantaggi quali un incremento occupazionale locale, un risparmio idrico in quanto la coltura suddetta richiede un basso consumo di acqua. E' inoltre adattabile su terreni umidi marginali, ha una resa per ettaro elevata (40 t di secco /ha) ed un' ottima capacità di sequestro della CO₂. La bioraffineria di Crescentino utilizzerà il contenuto zuccherino per produrre bioetanolo mediante fermentazione enzimatica. La parte restante, costituita da lignina, sarà utilizzata come combustibile in una centralina di generazione elettrica permettendo all'azienda una autonomia energetica ed anche per ricavare altri prodotti quali bottiglie di plastica (Cobror, 2011). Il bioetanolo così ottenuto può essere impiegato come tale nei motori specifici o in misura del 20% nei motori non modificati. Il potenziale mercato italiano di bioetanolo potrebbe ammontare a oltre 1,5 milioni di t/a. Il bioetanolo che dovrebbe essere prodotto in questa bioraffineria potrebbe essere competitivo con il petrolio non solo alle attuali quotazioni ma anche se scende a 70 \$/barile (Ghisolfi, 2009; Zuccaro, 2010).

Il grande vantaggio dell'impiego di biocarburanti di seconda generazione è che i processi di conversione in biocarburanti permettono di utilizzare una frazione maggiore di biomassa o l'intera pianta e conducono a bilanci energetici ed ambientali più vantaggiosi rispetto ai biocarburanti di prima generazione. La ricerca va avanti e attualmente si pensa ai biocombustibili di terza generazione che hanno come obiettivo la produzione ed il miglioramento di colture dedicate che non sono in competizione con quelle alimentari. Per la loro produzione si utilizzano terreni marginali non antagonisti né con terreni agricoli né con distese forestali o utilizzano addirittura il mare. Sono oggetto di studio le colture di microalghe con elevato contenuto lipidico e zuccherino da cui è possibile ottenere rispettivamente biodiesel e bioetanolo. C'è da tener presente che le alghe presentano il grande vantaggio di essere ottimi fissatori di anidride carbonica ed hanno una capacità fotosintetica più efficiente delle piante terrestri (Chisti, 2007; Pfromm, Amanor-Boadu, Nelson, 2011; Bart, Palmieri Nand Cavallaio, 2010). Si pensa ai biocombustibili di quarta generazione che utilizzano microrganismi geneticamente modificati.

Il costo energetico dei carburanti dalla biomassa

La sostenibilità dei biocombustibili è strettamente legata al bilancio energetico cioè al rapporto fra il contenuto energetico del carburante e gli input energetici impiegati per la sua produzione e varia sensibilmente in base a diversi fattori. Dipende dalle materie prime impiegate, dalle pratiche agricole e dai

processi produttivi attuati, dall'efficacia della conversione, dal valore energetico dei sottoprodotti che si originano e dai diversi metodi per calcolarlo. Confrontando i diversi bilanci energetici dei principali biocarburanti emerge che per quanto riguarda il bioetanolo la materia prima più conveniente è la canna da zucchero che secondo alcuni autori potrebbe fornire 8 unità di energia per ogni unità di input energetico. Questo bilancio energetico così positivo sarebbe superato solo dall'etanolo prodotto da materie prime cellulosiche anche se, come abbiamo visto, le tecnologie per i biocombustibili di seconda generazione sono ancora in fase sperimentale. Per quanto riguarda altre colture quali il sorgo zuccherino, il mais, il grano e la barbabietola si osserva che il loro bilancio energetico è meno favorevole.

Diverse sono le critiche relative al costo energetico dell'alcolcarburante.

Coloro che sono ostili all'uso dell'alcol etilico sostengono che la coltivazione di "piante da alcol" richiede concimi per la cui produzione è necessario l'impiego di energia e altra energia occorre per la fermentazione, la distillazione e la raffinazione dell'alcol cioè che il suo costo energetico è maggiore della quantità di energia che lo stesso alcol restituisce bruciando nel motore dell'automobile. Tutto questo conduce alla conclusione che tanto vale continuare ad usare la benzina come è avvenuto sino ad ora. Altra critica che viene fatta è che i terreni coltivati a piante da "alcol" dovrebbero essere coltivati a piante alimentari per soddisfare la fame nel mondo, ma questa tesi non è avallabile in quanto l'alcol carburante può essere anche ottenuto da piante no-food e da sottoprodotti e scarti agricoli e forestali. In Italia riguardo l'alcol non sono state prese serie iniziative mentre in altri paesi c'è molta attenzione verso questo "oro verde".

Per quanto riguarda il biodiesel alcuni autori stimano che il miglior bilancio energetico potrebbe risultare con l'impiego dell'olio di palma con 9 unità di energia prodotte per ogni unità di input energetico. Anche impiegando oli alimentari esausti il bilancio sarebbe conveniente, 5-6 unità di energia per ogni unità di input energetico.

Sul bilancio energetico del biodiesel incidono maggiormente l'impiego di fonti energetiche fossili per la produzione di fertilizzanti, per la coltivazione, per la raccolta delle colture, per il trasporto dell'olio ed il processo di trans esterificazione (Rutz et Janssen, 2007; Childs. et Bradley, 2007)

Dalla tab.1 si evince il bilancio energetico della produzione di biocarburanti a secondo delle diverse specie colturali.

Tabella 1 Bilancio energetico della produzione di biocarburanti in base alle diverse specie colturali

Specie colturali	Biocombustibile Output (O) GJ/ha	Input (I) GJ/ha	Bilancio Energetico (O/I)
<i>da colture zuccherine ed amidacee</i>			
canna da zucchero	n.d.	n.d.	8
sorgo da granella	18-90	18-35	1-1,3
barbabietola	72-170	25-60	2,8-3
mais	32-125	25-40	1,5-3
grano	12-64	15-30	0,8-2
<i>da colture oleaginose</i>			
olio di palma	n.d.	n.d.	9
girasole	12-70	20-38	0,6-2
colza	4-45	13-27	0,3-3,6
<i>da colture lignocellulosiche</i>			
sorgo	330-420	20-25	17-26
kenaf	150-330	25-35	12-13
miscanto	250-530	7-22	25-35
canna comune	240-600	7-22	25-35
pioppo	160-390	11-16	15-25
salice	180-280	11-16	16-17

elaborazione dati Amicarelli et al. 2007; Camaggio et al. 2005; Howart et al.2009; Lagioia et al. 2005; Paiano et al.2007; Picco 2007; Rutz et al. 2007; Venturi 2009

Per quanto riguarda i costi di produzione dei biocarburanti di prima e seconda generazione emerge che non sono competitivi con i costi dei carburanti tradizionali (eccetto il bioetanolo ottenuto da canna da zucchero prodotto in Brasile). E' evidente quindi che la loro produzione è legata all'erogazione di sovvenzioni statali (Childs et al., 2007). I fattori che fanno lievitare il loro costo totale sono:

- l'innovazione tecnologica
- la dimensione degli impianti di produzione e la possibilità di conseguire economie di scala,
- il costo della biomassa
- i costi inerenti il trasporto del biocarburante prodotto (Bradley D. et al. 2009; Van Vliet et al. 2009).

L'innovazione tecnologica richiede elevati investimenti di capitali che sono strettamente legati alle dimensioni degli impianti, il cui aumento permette di conseguire economie di scala. Un impianto di produzione di biocarburanti di seconda generazione secondo alcune stime richiede investimenti 10 volte maggiori di quelli richiesti da un impianto di biodiesel di prima generazione e necessita inoltre di manodopera più specializzata in quanto le tecnologie di conversione termochimica e biochimica sono più complesse di quelle utilizzate per la produzione di biocarburanti di prima generazione.

Altro fattore che incide sul costo di produzione dei biocarburanti di seconda generazione riguarda le dimensioni dell'impianto produttivo. L'aumento di queste ultime che, come detto, permette di conseguire le economie di scala, comporta anche l'aumento della capacità produttiva che richiederà un maggiore impiego di biomassa, quindi una maggiore estensione dell'area di approvvigionamento e, di conseguenza, maggiori spese di trasporto. (Childs et al. 2007; Faaij et al 2006; Hamelinck et al. 2006; Walter et al. 2007).

Un importante parametro di valutazione del costo di produzione dei biocarburanti è il costo della materia prima utilizzata per produrli. Si prevede nei prossimi anni un incremento consistente dei prezzi delle materie prime per i biocarburanti di prima generazione dovuto a fattori quali l'aumento della popolazione e, di conseguenza, del fabbisogno alimentare, una resa più ridotta riguardo le colture amidacee, zuccherine ed oleaginose dovuta ai cambiamenti climatici ed una maggiore richiesta di biomassa per fini energetici.

I biocarburanti di seconda generazione invece non entrano in competizione con colture alimentari in quanto sono prodotti che utilizzano scarti lignocellulosici, foglie, steli, colture dedicate che non richiedono terreni di elevata qualità, presentano una maggiore resa/ha e un migliore rendimento energetico rispetto alle colture utilizzate per la produzione di biocarburanti di prima generazione.

I fattori che influiscono sui costi di approvvigionamento e di consegna della biomassa lignocellulosica (LC) sono la quantità di biomassa disponibile che non è costante nel tempo per cui è necessario conservare le

eccedenze per garantire un conferimento regolare alle bioraffinerie. E' molto importante anche la massa volumica. La biomassa lignocellulosica ha una densità inferiore rispetto alle colture oleaginose o zuccherine. Altri fattori importanti sono il tenore di umidità (più la biomassa è secca minore saranno i costi di approvvigionamento), le dimensioni degli impianti, la loro localizzazione e la presenza di infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

Per quanto riguarda i costi di produzione e di distribuzione dei diversi carburanti nel breve e nel lungo termine emerge che nel breve termine i biocarburanti più economici sembrano l'etanolo da canna da zucchero ed il metanolo lignocellulosico (LC). Quelli più costosi risultano essere l'etanolo da barbabietola, l'etanolo da mais ed il biodiesel da colza.

In linea generale sul costo dei biocarburanti di prima generazione incide maggiormente il costo della materia prima (1/2 nel caso del biodiesel), al contrario quello dei biocarburanti di seconda generazione risulta maggiormente influenzato dal costo del capitale.

Nel *lungo termine* è prevista una sostanziale diminuzione del costo totale dei biocombustibili di seconda generazione.

I carburanti di origine fossile sia nel breve che nel lungo termine presenteranno probabilmente un costo più contenuto rispetto a tutti i biocarburanti (Chandel et al. 2007; Hamelinck et al. 2006; Tijmensen et al. 2002).

Per quanto riguarda i costi di distribuzione dei diversi carburanti nel *breve termine* si può prevedere una incidenza che oscilla tra il 15 e il 20% del costo totale. Nel *lungo termine* invece, è prevedibile che i costi totali dei biocombustibili di seconda generazione diminuiscano sensibilmente.

Dall'analisi dei dati emerge una maggiore incidenza del costo del capitale nel breve termine e, mentre nel lungo periodo esso tende a ridursi (probabilmente a causa dell'avvenuta maturazione delle tecnologie produttive), il costo della biomassa aumenta l'incidenza sul totale. Ad esempio, se consideriamo il costo dell'etanolo si stima che esso sia costituito per il 50% dai costi del capitale e per circa il 35% dei costi della biomassa nel breve termine, ma considerando il futuro si prevede una contrazione dei costi del capitale, che si attesterebbero al 38%, mentre si avrebbe una evoluzione dei costi della materia prima che salirebbero al 52%. Emerge quindi che anche per i biocombustibili di seconda generazione il costo della biomassa rappresenta un importante fattore di costo la cui incidenza può crescere dal 30-40% del costo totale nel breve periodo al 50-60% nel lungo termine.

Conclusioni

Sino ad oggi il fabbisogno energetico è stato soddisfatto in massima parte dai combustibili fossili (carbone, petrolio e gas naturale), tutte fonti in via di esaurimento ed il cui uso origina un elevato impatto ambientale. Per i prossimi anni la domanda di energia sarà in continua evoluzione per cui è necessario ricorrere anche alle fonti rinnovabili, fonti disponibili ogni anno in quanto legate ai cicli naturali, per limitare la dipendenza energetica dai paesi produttori di petrolio, caratterizzati in buona parte dall'instabilità politica e, nello stesso tempo, per evitare o almeno diminuire le emissioni di CO₂ e degli altri gas climalteranti.

Le fonti energetiche rinnovabili derivate dalla biomassa attualmente soddisfano circa il 4 % della domanda di energia primaria e sono competitive con le fonti fossili solo se godono di un sostegno economico o finanziario. C'è però da osservare che se, sul costo delle fonti fossili, si considerasse anche l'impatto ambientale che originano, le fonti rinnovabili sarebbero più competitive.

Per quanto riguarda i combustibili "rinnovabili" cosiddetti di prima generazione, va tenuto presente l'interesse sia agricolo, sia industriale dell'alcol carburante che può essere prodotto, in impianti di fermentazione, anche da sottoprodotti o scarti agricoli o dalla stessa industria agroalimentare, da legname di scarto e persino dalla carta straccia non riciclabile. La successiva raffinazione potrebbe avvenire in distillerie già esistenti e sottoutilizzate con tecnologie. Ciò contribuirebbe ad uno sviluppo sostenibile ed equilibrato del territorio, consentirebbe un miglioramento del settore rurale, una rivitalizzazione di alcuni comparti agricoli, nonché la nascita di nuove iniziative industriali e/o di distretti agro-energetici. Da questo punto di vista l'uso della biomassa e dei suoi derivati può assumere un ruolo strategico nello sviluppo di molte zone anche interne del Nord e del Sud d'Italia, con ricadute positive a livello occupazionale.

Dal punto di vista ambientale l'uso di biodiesel, per esempio, comporta, fra l'altro una diminuzione delle emissioni nell'atmosfera dell'ossido di carbonio (CO) e di idrocarburi incombusti. Non contenendo zolfo, non si produce SO₂, una sostanza inquinante, e si ha una maggiore efficienza delle marmitte catalitiche. Rispetto al gasolio il biodiesel presenta una minore fumosità dei gas di scarico dei motori e degli impianti di riscaldamento, non presenta pericoli, come l'autocombustione, durante la fase di trasporto e stoccaggio e la sua produzione può avvenire utilizzando biomassa da coltivazioni agricole che non hanno impiego come

alimenti. Infine nel ciclo produttivo del biodiesel si formano sottoprodotti che sono veri e propri coprodotti e materie seconde dall'elevato valore aggiunto sia in termini energetici che economici. Va però tenuto presente che la produzione di biocarburanti di prima generazione ottenuti da colture zuccherine, amidacee o oleaginose potrebbe causare la competizione per la terra e l'acqua sottratte alle produzioni alimentari originando l'aumento dei prezzi dei prodotti agricoli; a questo proposito, va tenuto presente che la FAO ha espresso forti dubbi sulla sostenibilità delle colture agricole dedicate alla produzione dei biocombustibili, nonostante l'inevitabile vantaggio che questi ultimi hanno, rispetto ai combustibili fossili, per le minori emissioni di gas climalteranti. Una risposta convincente alle prospettive dei biocarburanti può essere fornita soltanto da un accurato bilancio dei benefici rispetto ai costi che possono essere costituiti dalla perdita della biodiversità e forse anche addirittura ad un bilancio negativo delle emissioni di CO₂, se si prendono in considerazione la fase del trasporto, trasformazione e l'intero ciclo di vita. Un bilancio che tenga conto dei consumi di energia, di acqua, di suolo "consumato" e di materie prime dell'intero ciclo produttivo, dell'intero ciclo di vita, come si dice ora, un tema da molti decenni proprio tipico della ricerca merceologica e che è stato oggetto di studio anche nella nostra Università di Bari.

Simili considerazioni valgono per la produzione di biocombustibili di seconda generazione, le cui prospettive sono migliori perché non utilizzano materie prime in competizione con l'industria alimentare, ma scarti lignocellulosici provenienti dalla lavorazione di foreste, da alcune coltivazioni speciali, dall'industria alimentare, come anche oli alimentari esausti e la parte organica dei rifiuti urbani, tutto materiale che dovrebbe essere smaltito e trattato come rifiuto.

L'impiego di combustibili rinnovabili di seconda generazione è attualmente ancora in fase di sperimentazione o di pre-commercializzazione ed è oggetto di molte indagini. Per ora appare che le tecnologie siano più costose, anche se le materie prime presentano un minor costo; secondo alcune stime (IEA, 2010), gli investimenti richiesti sono alcune volte superiori a quelli previsti per la produzione dei biocombustibili di prima generazione.

Questo è comunque appena un inizio: si sta già pensando alla produzione di biocarburanti di terza e quarta generazione che hanno come obiettivo la produzione ed il miglioramento di colture dedicate che non sono in competizione con l'industria alimentare e utilizzano terreni non antagonisti né con terreni agricoli, né con terreni forestali. Per esempio terreni marginali come quelli desertici o addirittura il mare; si pensi al fervore di studi sulla utilizzazione energetica delle alghe a rapido accrescimento disponibili sotto forma di un gran numero di microrganismi alcuni "quasi" progettabili in modo che siano più ricchi di molecole facilmente trasformabili in carburanti.

Per i biocarburanti di quarta generazione si sta anche pensando a materie prime ottenute da colture modificate geneticamente, con più alte rese, anche se i prodotti OGM sono ancora oggetto di ampie discussioni.

Per concludere si può affermare che la produzione di combustibili liquidi dalla biomassa è destinata ad una crescente importanza: probabilmente con materie prime e processi diversi dagli attuali, probabilmente con biocombustibili aventi composizione chimica diversa da quella dei prodotti petroliferi che hanno finora dominato il mercato, probabilmente per motori e macchinari diversi da quelli attuali. Il successo della transizione a quella che potrebbe essere una terza rivoluzione industriale, quella della biomassa, dopo quella del carbone e del petrolio, dipende da un approfondimento delle ricerche chimiche, economiche, merceologiche, agronomiche e potrebbe avere effetti molto benefici dal punto di vista sociale e del riequilibrio del commercio internazionale, non solo per i paesi industrializzati, non solo nelle zone arretrate dei paesi industrializzati, ma anche nei paesi emergenti e in quelli attualmente poveri.

Scienze economiche, chimiche, merceologiche e agronomiche unite per contribuire allo sviluppo umano sulla base del migliore utilizzo, a fini sia alimentari sia energetici, delle ricchezze materiali create ogni giorno, ogni anno, dal Sole in maniera continua e non esauribile.

Bibliografia

- Amicarelli V., Lagioia G., Stifani S., "L'industria del bioetanolo in Italia", *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, 1, 5-11, 2007
- Bart J.C.J., Palmieri N., Cavallaro S., *Biodiesel science and technology From soil to oil*, Woodhead Publishing Limited, Cambridge, UK 2010
- Bordin A., "Biocombustibili e biocarburanti. Soluzioni, tecnologie, agevolazioni," IPSOA INDICITALIA Soluzioni in tempo reale, 2007
- Bradley D., Cuipers D., Pelkmans L., *2nd Generation Biofuels and Trade. An exploratory study for IFEA- Task 40*, VITO (Flemish Institute for Technological Research) Belgium, 2009
- British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy – June 2011, http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp

[_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf](#), ultimo accesso 08/07/2011

Camaggio G., Paiano A., Tricase C., "A techno-economic analysis of the biofuel production potential in Italy. A case study: biodiesel from sunflower", 14th European Conference & Exhibition Biomass for Energy Industry and Climate Protection, Paris, France, 268-271, 2005

Camaggio G., Paiano A. e Tricase C., "Aspetti tecnici, economici ed ambientali della produzione di biodiesel in Italia", Ambiente Risorse Salute, n. 108 (Marzo/Aprile), 15-19, 2006

Chandel A.K., ES C., Rudravaram R., Narasu M.L., Rao L.V., Ravindra P., "Economics and environmental impact of bioethanol production technologies: an appraisal", Biotechnology and Molecular Biology Review, 2 (1), 14-32, 2007

Childs B., Bradley R., Plants at the Pump: Biofuels, Climate Change, and sustainability, World Resources Institute, Washington, 2007

Chisti Y., "Biodiesel from microalgae", Biotechnology Advances, 25, (3), 294-306, 2007

Cobror S., "Accademia dei Georgofili, Giornata di studio "Agroenergia e Biocombustibili", "Il bioetanolo da biomassa lignocellulosica e sviluppo di un progetto industriale", Firenze, 19 maggio 2011

De Marco O., "La chemiurgia", Verde Ambiente, n.1, 17, 2006

Faaij A., "Modern biomass conversion technologies" Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, II (2) 343-75, 2006

Ghisolfi G., "Biocarburanti. Vale la pena?" 2nd Bio-Ethanol Conference. Ethanol di seconda generazione: una realtà possibile, Milano 4 marzo 2009

Hamelinck C.N., Faaij, A.P.C., "Outlook for advanced biofuels," Energy Policy, 34 (17), 3268-83, 2006

Howarth R.W., Brigenzu S., (eds), Biofuels: Environmental Consequences and Interactions with Changing Land Use, SCOPE (Scientific Committee on Problems of the Environment), Gummertsbach, Germany, 2009, <http://cip.cornell.edu/biofuels> ultimo accesso il 7/07/2011

IEA (International Energy Agency), Sustainable production of second-generation biofuels Potential and perspectives in major economies and developing countries, OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) / IEA (International Energy Agency) Paris, 2010

Kovarik W., "Ethanol's first century. Fuel blending and Substitution programs in Europe, Asia, Africa and Latin America" XVI International Symposium on alcohol fuels, Rio de Janeiro, RJ Brasil, 2006, <http://www.radford.edu/wkovarik/papers/International.History.Etanol.Fuel.html>, ultimo accesso il 6/07/2011

Lagioia G., Amicarelli V., Stifani S., "A techno-economic analysis of the biofuel production potential in Italy. A case study: bioethanol from sugarbeet", Proceeding of the 14th European Biomass Conference and Exhibition. Biomass for Energy Industry and climate Protection, ETA-Florence, Paris 64-67, 2006

Ojima D., et al., "Mitigation Strategies: Biofuel Development Considerations to Minimize Impacts on the Socio-Environmental System", Biofuels: Environmental Consequences & Implications of Changing Land Use, Howarth, Bringenzu Editors Gummertsbach, Germany, 293-308, 2009

Paiano A., Camaggio G., Lagioia G., "Constraints and opportunities for biodiesel production from rapeseed" Proceeding of the 15th European Biomass Conference and Exhibition, ETA-Florence, Berlin, Germany, 2532-6, 2007

Paiano A., Camaggio G., Lagioia G., "Scenari per la bioenergia alla luce della Direttiva Europea 2009/28/CE", Acqua & Aria, 41 (1) 28-32, 2010

Paiano A., Camaggio G., e Lagioia G., "Territorial level for biofuel production – Case study of an Italian region" Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, 2222-2231, 2011a

Paiano A., Camaggio G., Lobefaro L., "Concerns about the global trade of the first generation biofuels" Journal of Commodity Science, Technology and quality, 50, 81-99, 2011b

Pfromm P.H., Amanor-Boadu V., Nelson R., "Sustainability of algae derived biodiesel: A mass balance approach", Bioresource Technology, 102, 2, 1185-1193, 2011

Picco D., Colture energetiche per il disinquinamento della Laguna di Venezia. Analisi conoscitiva, AREA Science Park, Trieste, 2007

Rutz D., Janssen R., "Biofuel technology handbook, WIP Renewable Energies, Munich, 2007

Ruzzenenti M., "L'autarchia verde" ed. Jaca Book, Brescia, 2011

Tijmensen M.A., Faaij A.P.C., Hamelinck, C.N., van Hardeveld, M.R.M., "Exploration of the possibilities for production of Fischer-Tropsch liquids and power via biomass gasification", Biomass and Bioenergy, 23, (2), 129-152, 2002

Van Vliet O., Faaij A., Turkenburg W., "Fischer-Tropsch diesel production in a well-to-wheel perspective: A carbon, energy flow and cost analysis", Energy Conversion and Management, 50 (4), 855-76, 2009

Venturi G., "Biocarburanti: opportunità e sostenibilità per l'agricoltura", La Chimica e l'Industria, 91 (8), 96-103, 2009

Villavecchia Eigenmann, Nuovo Dizionario di Merceologia e Chimica Applicata, vol. 2, ed. Hoepli, Milano, 1976

Walter A, Rosillo-Calle F., Dolzan P., Piacente E., Borges da Cunha, K., Market Evaluation: Fuel Ethanol, IEA, (International Energy Agency) Bioenergy, 2007

Zuccaro L., "Bioetanolo da paglia e canna. Impianto operativo entro il 2011" Terra e Vita Bioenergie e agricoltura, L1, 32-33, (suppl. n.17), 2010

IMPLEMENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE ISO 14001 IN UN PROGETTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA A MEZZO DI FANGHI REFLUI CIVILI

MAURIZIO CANFORA, MARIO GIACCIO

Dipartimento di Scienze, Università “G. d’Annunzio”, Viale Pindaro 42 , 65127, Pescara

e-mail: giaccio@sci.unich.it

Riassunto

Viene descritto un procedimento per utilizzare i fanghi reflui urbani per la produzione di un gas di sintesi (syngas) mediante un apparato di pirolisi. La pirolisi viene effettuata a pressione ambiente, lenta, catalizzata, a bassa temperatura (500 °C) e in condizioni anaerobiche. Il syngas alimenta un gruppo di cogenerazione che eroga energia elettrica ed energia termica. Collegato all'impianto è previsto un bioreattore per la produzione di alghe che viene alimentato con CO₂ proveniente dalla pirolisi e dalla combustione del syngas del cogeneratore. Dalle alghe è estraibile un biodiesel. Per l'impianto è stata prevista, date le sue caratteristiche, una certificazione secondo le norme di qualità ambientale ISO 14001.

Aspetti normativi

L'attuale indirizzo culturale riguardante i cicli di produzione e i loro riflessi sull'ambiente è orientato a considerare qualsiasi scarto di lavorazione, intermedio o finale, non come un rifiuto da immettere indiscriminatamente nell'ambiente, bensì come un “sottoprodotto” o, in alternativa, come una “materia prima secondaria” da inserire in altri cicli produttivi. La legislazione italiana ha accolto questo principio, nell'ambito di molti settori, specialmente recependo le direttive europee. Ad es. l'art.181 del D. Lgs. 152/2006 dice che i rifiuti devono essere utilizzati, compatibilmente con le tecnologie disponibili, per la produzione di energia elettrica e termica. Quindi qualsiasi rifiuto, prima di essere considerato tale, deve essere esaminato con le più moderne tecnologie disponibili per un suo eventuale utilizzo, prima che avvenga lo smaltimento definitivo.

Con la direttiva 2008/98/CE, “relativa ai rifiuti”, il legislatore comunitario, per la prima volta, ha stabilito un punto di grande rilevanza giuridica, e dunque economica, in ordine al noto dualismo: “rifiuto e non rifiuto”, sancendo, in modo netto, che, a certe condizioni, le operazioni di recupero conducono alla cessazione della categoria di “rifiuto” e alla contestuale nascita, in senso giuridico e merceologico, di un “prodotto” (o, più genericamente, di *una merce*) che entra, senza necessità di ulteriori riconoscimenti, nel mercato, per seguirne, in via esclusiva, le regole.

Il D. Lgs. 3 dicembre 2010, n. 205 ("Disposizioni di attuazione della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 novembre 2008 relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive") ha inserito, dopo l'art. 184 del decreto n.152/2006, gli articoli 184-bis (*Sottoprodotto*) e 184-ter (*Cessazione della qualifica di rifiuto*). Il primo dice, fra l'altro:

1. E' un sottoprodotto e non un rifiuto ai sensi dell'articolo 183, comma 1, lettera a), qualsiasi sostanza od oggetto che soddisfa tutte le seguenti condizioni (*omissis*).

Il secondo dice, fra l'altro:

1. Un rifiuto cessa di essere tale, quando è stato sottoposto a un'operazione di recupero, incluso il riciclaggio e la preparazione per il riutilizzo, e soddisfa i criteri specifici, da adottare nel rispetto delle seguenti condizioni (*omissis*).

Uno dei settori nei quali si applica il principio della cessazione della qualifica di rifiuto è quello dei fanghi reflui provenienti dal ciclo di depurazione delle acque urbane. La loro produzione, soltanto in Italia, è stimata intorno ai 15 milioni di t/anno, ed è evidente che è un valore che tende a crescere nel tempo.

Il D. Lgs. 152/2006 si occupa dei fanghi di depurazione in modo specifico. In particolare l'art. 127 (fanghi derivanti dal trattamento delle acque reflue), come modificato dall'art. 12 bis del D. Lgs. 16 gennaio 2008, n° 4, dispone fra l'altro che “*I fanghi devono essere riutilizzati ogni qualvolta il loro reimpiego risulti appropriato*”.

Inoltre l'art. 6, al comma 1 del D. Lgs. 13 gennaio 2003, n.36, in “Attuazione della Direttiva

1999/31/CE relativa alle discariche dei rifiuti”, recita testualmente:

“non sono ammessi in discarica i seguenti rifiuti (*omisis*): p) rifiuti con PCI (potere calorifico inferiore) > 13.000 kJ/kg (= 3.102 kcal/kg) a partire dall’1/1/2007”¹.

Un fango essiccato, in funzione delle specifiche caratteristiche di composizione, può presentare valori di potere calorifico inferiore estremamente variabili compresi tra 2 550 e 4 300 kcal/kg, valori che di fatto potrebbero impedirne lo smaltimento in discarica.

In tale prospettiva il fango assurge a vera e propria materia prima e si impone il recupero energetico della materia organica presente; anche perché trattati di fonte rinnovabile. Il recupero energetico inoltre offre una sostenibilità ambientale superiore a quella dello smaltimento.

A prescindere dalla normativa, è comunque interessante dal punto di vista culturale, ambientale ed economico, recuperare i fanghi anche se essi non dovessero raggiungere il potere calorifico stabilito dalla legge. Ciò anche perché sarà sempre più difficile, per le normative sempre più restrittive, smaltire in discarica. In pratica lo smaltimento in discarica sarà progressivamente utilizzato per lo smaltimento di rifiuti inorganici, mentre per i rifiuti a matrice organica lo smaltimento risulterà sempre più residuale².

Caratteristiche dell’impianto per il recupero energetico dei fanghi di depurazione

Per quanto sopra è stato proposto un progetto per il recupero energetico dei fanghi civili per mezzo della pirolisi (o dissociazione molecolare) effettuata in assenza/carenza di aria, con produzione diretta di energia³. In pratica con la pirolisi dei fanghi si produce un gas di sintesi (Syngas) ricco specialmente di idrogeno, ossido di carbonio, anidride carbonica; inoltre un residuo inerte, riutilizzabile ad es. in edilizia o smaltibile dopo vetrificazione.

Ciò che interessa valutare è se la gassificazione dei rifiuti in generale, o quella dei fanghi civili in particolare, con produzione diretta di energia, possa essere un valido strumento di smaltimento dei rifiuti, di produzione di energia e di gas tecnici (idrogeno e anidride carbonica in purezza).

Lo smaltimento in discarica non è consigliabile poiché comporta la sottrazione di ulteriori terreni all’agricoltura e richiede pre-trattamenti dispendiosi per lo stoccaggio dei fanghi (Dallago L., *et al.*, 2001) (Fullana A. *et al.*, 2003). Anche un loro trattamento in impianti di compostaggio può comportare notevoli spese energetiche con un sensibile incremento dei costi di processo (Dallago L. *et al.*, 2001) (Andreottola G. *et al.*, 2000). L’incenerimento sembra un metodo di smaltimento efficace (Mininni G. e Di Pinto A.C., 2001) (Bemporad E. e Carassiti F., 2002), tuttavia non possono essere trascurati i costi di abbattimento dei sottoprodotti gassosi inquinanti fino ai loro limiti accettabili (Werther J. e Ogada T., 1999).

La letteratura specifica conferma invece che la pirolisi in condizioni anaerobiche rappresenta un utile processo per il trattamento dei fanghi di depurazione dei reflui civili, in quanto la massa indirizzata alla discarica viene ridotta considerevolmente ed il contenuto entalpico della miscela di gas rilasciati può essere recuperato. Perry R.H. e Green D.V. (1999) riportano che l’entalpia di combustione della miscela gassosa generata nella pirolisi dei fanghi, risulta pari a 5.300 kcal Nm³. In tale contesto, la pirolisi può essere ritenuta una valida soluzione rispetto ad altri trattamenti, considerando la possibilità di utilizzare il gas prodotto come combustibile gassoso (Conesa J.A. *et al.*, 1998) (Fullana A. *et al.*, 2003) (Shen L. e Zhang D., 2003) (Adegoroye A. *et al.*, 2004) (Dogru M. *et al.*, 2002) (Ptasinski K.J. *et al.*, 2002) (Marrero T.W. *et al.*, 2004) (Midilli A. *et al.*, 2002).

E’ possibile produrre energia elettrica mediante motori termici ad alto rendimento e basso impatto ambientale o, previa produzione e separazione dell’idrogeno (con opportuno processo di reforming), effettuare la conversione diretta in celle a combustibile (fuel cells).

¹ La Legge 13/2009 di conversione del D.L. 208/2008 ha definitivamente fissato al 31/12/2009 il termine oltre il quale i rifiuti con PCI superiore ai 13.000 kJ/kg. previsti dall’art. 6 del D.Lgs. 36/2003 non sono più ammessi in discarica.

² Lo svantaggio, sia dal punto di vista ambientale che economico, è accresciuto quando la discarica è situata in località molto distanti dai luoghi di produzione dei fanghi. Ad esempio i fanghi prodotti dal territorio teatino (circa 20 000 t all’anno) vengono trasportati in una discarica situata presso Taranto (a una distanza quindi di circa 400 km). Un veicolo industriale (autotreno) con portata di 22 tonnellate percorre 4 km con un litro di gasolio, per percorrere 800 km consuma 200 litri di gasolio. Per trasportare 20 000 tonnellate occorrono 910 autotreni/anno con un percorso di 728 000 km ed un consumo di 182 000 litri di gasolio. L’energia consumata è di 2 200 MWh. La quantità di anidride carbonica immessa in atmosfera durante i trasporti è di kg 3,3 per litro, per 182 000 litri = 600 000 kg, ossia 600 t all’anno.

³ Il gruppo di progettazione fa capo alla Società Esseco di Ricerca e Servizi, che ha sede a Chieti.

La composizione dell'effluente gassoso ottenuta dalla conversione termochimica dei fanghi, attraverso le simulazioni di equilibrio, mostra che le specie gassose presenti in percentuali significative sono idrogeno (H₂), monossido di carbonio (CO), vapor d'acqua (H₂O), anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄) e azoto. La composizione varia in funzione della quantità di aria e di acqua presenti, della temperatura, della pressione e di eventuali catalizzatori impiegati nel processo: a pressioni normali si rilevano alte concentrazioni di idrogeno e monossido di carbonio e basse concentrazioni di metano ed anidride carbonica. La formazione di metano e anidride carbonica è favorita a basse temperature, mentre a temperature maggiori i composti dominanti sono l'idrogeno e il monossido di carbonio. La produzione del residuo solido (char) è una funzione decrescente della temperatura e quindi l'efficienza di conversione dei reagenti nel gas di sintesi aumenta all'aumentare della temperatura. Le caratteristiche dell'impianto pilota di pirolisi proposto vengono riassunte qui di seguito, lo schema, con i flussi quantitativi, è riportato nella *fig. 1*.

1. Viene prodotta energia elettrica (4 700 MWh/anno) ed energia termica (6 124 MWh/anno) mediante un impianto di cogenerazione alimentato principalmente da un gas di sintesi (con PCI di 17 600 kJ/kg) ottenuto per pirolisi a pressione ambiente, anaerobica, lenta, catalizzata e a bassa temperatura (500 °C), dei fanghi di depurazione civile (20 000 t/anno);
2. Viene utilizzato un brevetto ENEA e Mazzanti⁴ per una più elevata purificazione dei fumi, del Syngas e dei prodotti della sua combustione, che sarebbero comunque già a norma;
3. I residui inorganici della pirolisi possono essere impiegati per la produzione di conglomerati cementizi, manti stradali, materiali di riempimento, ed altri, attraverso lo sviluppo di uno specifico processo messo a punto dal centro di ricerca della Contento Trade di Terenzano (UD) specializzato nel settore; ove possibile, e previo controllo analitico, come ammendante in agricoltura;
4. A completamento del sistema è prevista la realizzazione di un cogeneratore alimentato da olio vegetale ottenuto da alghe così da realizzare una sorta di sistema a ciclo chiuso, infatti le alghe saranno fertilizzate con l'anidride carbonica proveniente dalla pirolisi e dai cogeneratori, inoltre con le acque di condensa in uscita dall'impianto di essiccazione dei fanghi.

La pirolisi **non** produce diossine, in quanto: le reazioni avvengono in assenza (o forte carenza) di ossigeno; la temperatura supera 450 °C; la presenza di cloruri organici è trascurabile; la presenza di zolfo passiva i metalli ed inibisce l'azione catalitica dei metalli quali rame, ferro e zinco.

L'impianto operativo, date le sue caratteristiche, è certificabile con le norme di qualità ambientale ISO 14001 od EMAS.

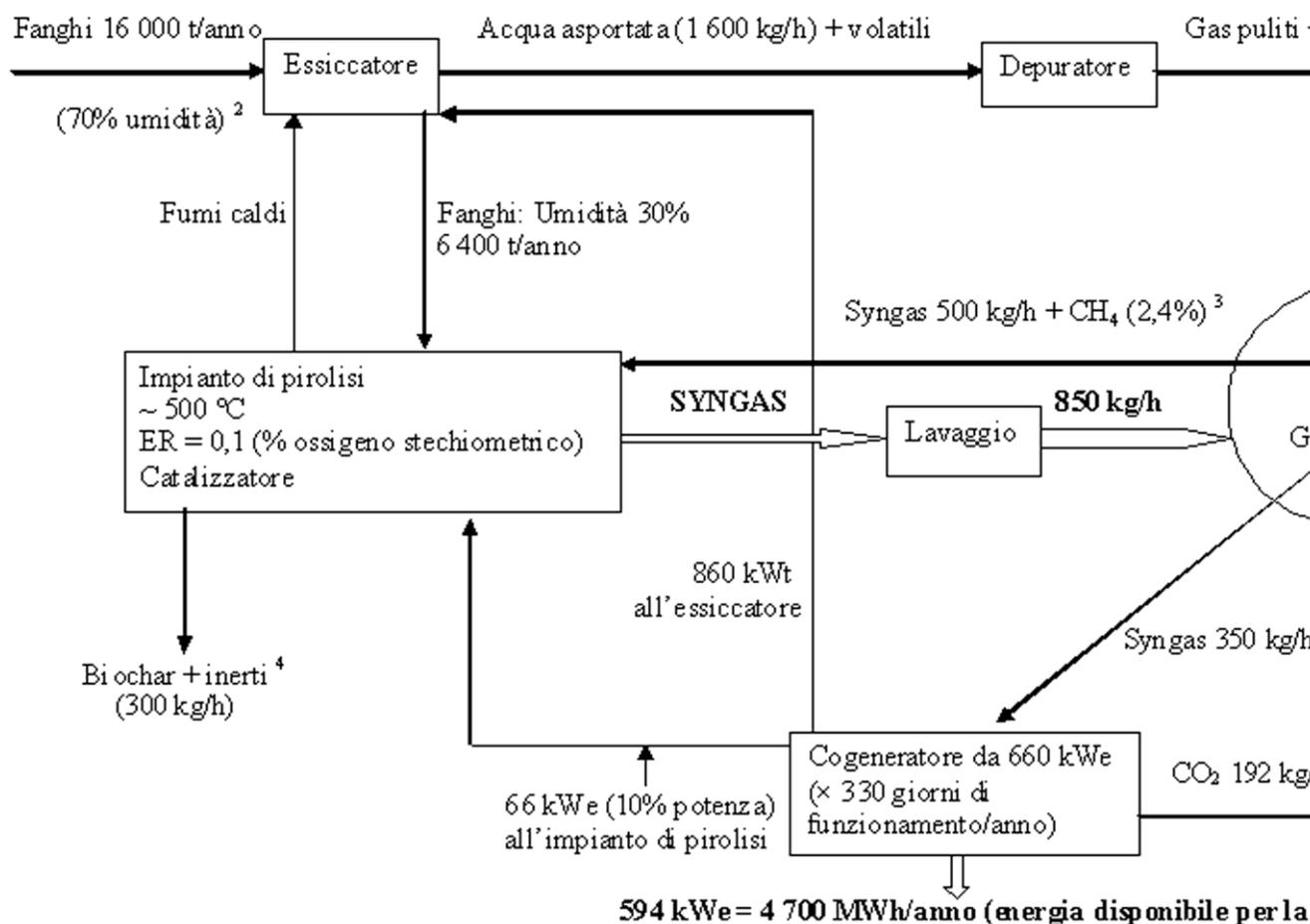
Il fango impiegato ha un PCI di 17 400 kJ/kg, è da considerarsi rifiuto speciale, non pericoloso (non tossico e/o nocivo) e potrebbe essere smaltito in discarica per rifiuti non pericolosi (art.127 D. Lgs. 152/06) salvo una deroga per il parametro DOC e per il PCI superiore a 13 000 kJ/kg⁵.

In base ai diagrammi 1 e 2 (*fig. 2 e fig. 3*) sono state scelte le condizioni in carenza di aria che forniscono una entalpia positiva; ER è il rapporto fra la quantità di ossigeno fornito e quello richiesto dal materiale: ER = 0 condizioni anaerobiche, ER = 1 è la richiesta stechiometrica. La diminuzione di temperatura del ciclo, a parità di produzione di energia, è stata possibile con l'impiego di un catalizzatore, ad esempio un catalizzatore a base di ZnCl₂ può far aumentare la produzione di idrogeno fino al 30% (Demirbaş A., 2002).

⁴ Brevetto Europeo n.1238679 del 04/03/2002: "Processo per la deodorizzazione e l'abbattimento delle sostanze organiche maleodoranti da fumi e/o da gas", a nome di: ENEA e Uranio Mazzanti.

⁵ Le caratteristiche del fango utilizzato per l'impianto infatti sono le seguenti: residuo secco a 105 °C = 30% (± 2%); residuo secco a 600 °C = 6% (± 1%); pH = 7,1 – 8,1; azoto totale (N) = 1,7 %; fosforo totale (P) = 0,7 %; carbonio organico (C) = 22 %; metalli (mg/kg s.s.) nei limiti (alluminio, antimonio, arsenico, bario, berillio, bismuto, boro, cadmio, cobalto, cromo esavalente e totale, ferro, manganese, mercurio, nichel, piombo, rame, selenio, stagno, tallio, tellurio, vanadio, zinco); Oli minerali totali < 5 mg/kg; Solventi (mg/kg) < 0,1 nei limiti (benzene, toluene, etilbenzene, xilene isomeri, stirene, diclorometano, tricloroetano, 1,2-dicloroetano, 1,2-dicloropropano, 1,1,1-tricloroetano, tricloroetilene, tetracloroetilene, pentacloroetano); PCB, diossine e furani = assenti.

Eluato da test di cessione in soluzione acquosa di acido acetico 0,5 M, in mg/L nei limiti (antimonio, arsenico, bario, cadmio, cromo totale, mercurio, molibdeno, nichel, piombo, rame, selenio, zinco, cloruri, solfati, fluoruri, cianuri, solventi organici aromatici, solventi organici azotati, solventi organici clorurati, pesticidi totali non fosforati, pesticidi totali fosforati). Il valore rilevato dell'eluato DOC supera il limite: 175 mg/L invece di 80 mg/L.



¹ L'acqua ha caratteristiche tali da poter essere immessa in acque superficiali o al massimo in fognatura (cfr. D.L. 11/5/99 nr. 152, All. 5).

² Il fango ha il 6,6% di carbonio sul totale.

³ Piccolo apporto di metano per la pirolisi, pari al 2,4% dell'energia richiesta.

⁴ Gli inerti del fango ammontano al 6% (dato sperimentale) e quindi la produzione è di 960 t/anno e 120 kg/h.

Figura 1 – Schema dell'impianto di pirolisi.

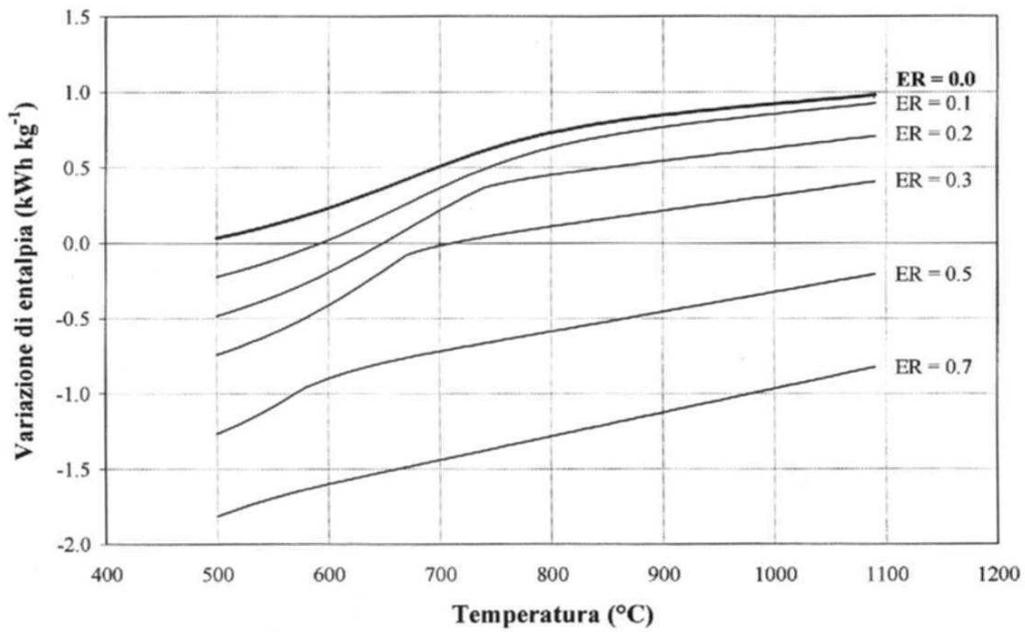


Figura 2 – Variazione di entalpia netta, in funzione della temperatura di pirolisi, per diversi valori di ER (Baggio P., Baratieri M., Grigiante M., Ragazzi M., “Gassificazione di fanghi da depurazione”, in *La valorizzazione energetica dei fanghi di depurazione*, Quaderni del Dipartimento di Ingegneria Civile ed Ambientale, Università di Trento, 2006, 19-44).

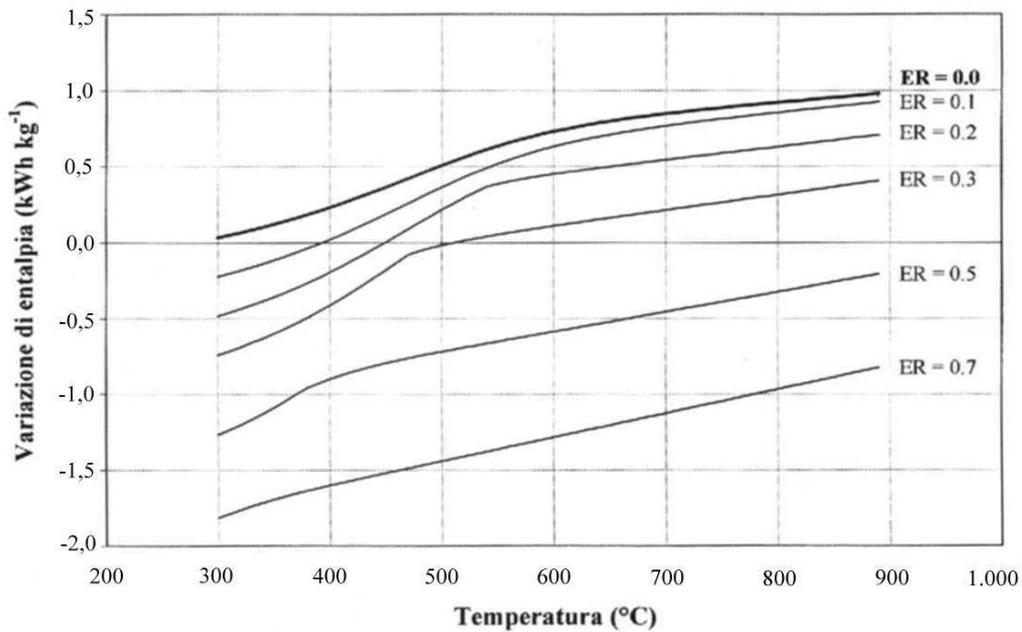


Figura 3 - Variazione di entalpia netta, in funzione della temperatura di pirolisi, per diversi valori di ER, con l'impiego di un catalizzatore.

Impianto per la produzione di biodiesel da alghe

La CO₂ prelevata dai residui della combustione del Syngas provenienti dall'impianto di pirolisi, viene impiegata per alimentare dei bioreattori algali. Le colture algali consumano grandi quantità di CO₂ (quasi due chilogrammi di CO₂ per ogni chilogrammo di biomassa algale prodotta), ossia per produrre 100 t di biomassa algale vengono fissate 183 t di anidride carbonica.

Per le tecnologie disponibili sulla coltivazione di questi microrganismi, per l'estrazione del biocombustibile e per gli aspetti economico-ambientali derivanti dal loro impiego, si fa riferimento, per brevità, alla rassegna di Aveni e Rana (2008), che riportano 51 note bibliografiche.

Si consideri che ogni reattore da 300 litri d'acqua (con alghe) assorbe circa 1 g di CO₂ al minuto, ossia 720 grammi al giorno (per una media di 12 ore di insolazione). La concentrazione di CO₂ nell'atmosfera del reattore è dell'8%. L'impianto di pirolisi produce 0,48 t/h di CO₂: per una media di 12 ore di insolazione il bioreattore assorbe 5,76 t di CO₂ al giorno. Con questa quantità possono essere prodotte 3 tonnellate di alghe al giorno. Il contenuto di olio, sul secco, può raggiungere in alcune specie il 40-45%.

Il prelievo giornaliero di biomassa, al fine di farla rimanere costante, è intorno al 15%. In teoria la quantità di CO₂ non assorbita di notte, ma comunque prodotta dall'impianto di pirolisi, potrebbe essere accumulata ed utilizzata di giorno consentendo di raddoppiare la capacità dell'impianto di coltivazione, quindi con una produzione complessiva di 6 tonnellate di alghe al giorno.

Sistema di Gestione Ambientale ISO 14001

L'attuazione di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) ha lo scopo di migliorare la prestazione ambientale di un'organizzazione. Si fa riferimento in genere alla norma ISO 14001 di cui si riporta per semplicità espositiva il modello (Fig. 4):

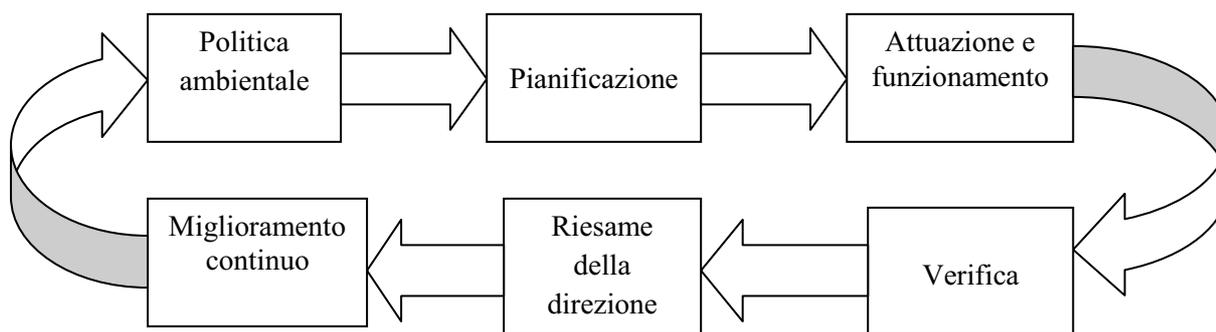


Figura 4 – Modello della norma ISO 14001.

Il SGA deve stabilire la propria posizione in rapporto all'ambiente mediante un'analisi che garantisca la copertura di quattro fasi rilevanti:

1. L'identificazione degli aspetti ambientali, compresi quelli associati alle condizioni operative normali, anomale, alle condizioni di avviamento e fermata, ed alle situazioni di emergenza e agli incidenti;
2. L'identificazione delle prescrizioni legali applicabili (oltre quelle sottoscritte dall'organizzazione);
3. L'esame delle prassi e delle procedure di GA esistenti, comprese quelle associate alle attività di definizione dei contratti di approvvigionamento;
4. La valutazioni delle situazioni di emergenza e degli incidenti già verificatisi.

Negli aspetti generali rientra anche la politica ambientale che, quale guida per attuare e migliorare il Sistema, deve tendere a mantenere inalterate e possibilmente a migliorare le prestazioni ambientali. Deve fissare gli obiettivi ed i traguardi; deve essere sufficientemente chiara in modo da risultare comprensibile a tutte le parti interessate, sia interne che esterne. La politica ambientale deve essere definita dall'alta direzione e deve essere comunicata a tutte le persone che lavorano nell'organizzazione o per conto di essa.

In particolare viene qui di seguito esposto, in modo breve, ciò che il progetto sopra descritto prevede di attuare e documentare:

- tutti gli aspetti delle proprie attività che hanno o possono avere impatti significativi sull'ambiente;
- le prescrizioni legali ed altre eventuali prescrizioni che il gestore dell'impianto sottoscrive;
- gli obiettivi ed i traguardi ambientali misurabili, compresi gli impegni per prevenire le emissioni

inquinanti, il rispetto delle prescrizioni ed il miglioramento continuo.

Per il funzionamento del SGA il progetto prevede: risorse umane e competenze specialistiche di alta qualificazione, infrastrutture organizzative e migliori tecnologie disponibili.

Il regolare funzionamento del sistema è assicurato dal riesame e dal miglioramento delle prestazioni; le persone che eseguono compiti riguardanti l'impatto ambientale hanno le competenze necessarie. Sono state identificate le necessità formative e le iniziative per la formazione interna e/o esterna; per questo sono state previste dal progetto risorse umane per la formazione interna e per la comunicazione esterna.

E' prevista la documentazione del sistema di gestione ambientale riguardante la politica ambientale, gli obiettivi ed i traguardi, la descrizione del campo di applicazione del sistema, nonché tutte le altre registrazioni richieste dalla norma e quelle ritenute opportune ai fini del funzionamento e dell'efficace controllo dei processi relativi agli aspetti ambientali significativi. Sono previsti i controlli dei documenti richiesti dal sistema, che devono essere approvati prima dell'emissione; eventualmente aggiornati e riapprovati; leggibili ed identificabili.

La gestione dell'impianto stabilisce, attua e mantiene attiva una procedura per individuare le potenziali situazioni di emergenza e i potenziali incidenti che possono impattare sull'ambiente; definisce le modalità di risposta.

L'attività di verifica è stata progettata in modo da sorvegliare il processo ed eseguire le opportune misurazioni dei parametri ambientali, come segue:

- la composizione dei fanghi viene rilevata settimanalmente per la conformità all'art.127 del D.Lgs. 152/2006;
- la qualità dei fumi provenienti dall'essiccatore, riuniti a quelli del pirolizzatore, all'uscita dall'apposito impianto di depurazione, viene rilevata in continuo. E' stabilito che siano di qualità migliore di quella prevista dalle norme cogenti;
- la qualità dei fumi provenienti dal cogeneratore è monitorata in continuo;
- il gasometro, in caso di accumulo oltre la capacità, prevede un meccanismo automatico di sfogo del syngas e conseguente combustione con depuratore dei gas di scarico.

Le acque di risulta dall'essiccatore sono smaltibili in recettori superficiali.

Gli strumenti di sorveglianza e di misurazione sono tarati e verificati periodicamente.

Viene attuata una procedura per la valutazione periodica delle prescrizioni legali applicabili e della prescrizione che prevede parametri migliori di quelli normativi (impianto di depurazione di cui al brevetto ENEA) ed inoltre una procedura per il trattamento delle non conformità e per intraprendere azioni correttive e/o azioni preventive.

Le registrazioni, in conformità alla norma ISO, devono essere leggibili, identificabili e devono restare tali.

Sono previsti audit interni del sistema di gestione ambientale ad intervalli pianificati, allo scopo di determinare se il sistema è conforme a quanto pianificato ed alla norma di riferimento (ISO 14001) e se la gestione è stata correttamente attuata e mantenuta; inoltre è previsto un sistema informativo per mettere la direzione al corrente dei risultati degli audit. Tenendo ovviamente conto che la selezione degli auditor e la conduzione degli audit deve garantire obiettività ed imparzialità del processo di audit.

Conclusioni

Il recupero di energia da fanghi provenienti da acque reflue urbane mostra diversi vantaggi dal punto di vista economico, sociale ed ambientale:

- dal punto di vista economico i costi di smaltimento dei fanghi, che si prevede aumentino considerevolmente nei prossimi anni, verranno drasticamente ridotti e recuperati totalmente con la produzione di energia elettrica e termica;
- dal punto di vista sociale viene avviato, con questo progetto, lo sviluppo di un polo di eccellenza che offrirà opportunità di lavoro qualificato in misura crescente, non solo nel comparto tecnologico e della ricerca, ma anche nel settore agricolo;
- dal punto di vista ambientale, verranno ridotti gli smaltimenti in discarica, si avrà l'eliminazione del traffico veicolare connesso con il trasporto dei fanghi, la riduzione delle emissioni aeriformi di vario tipo, nonché un recupero dell'anidride carbonica, con un sostanziale contributo al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di queste emissioni come dagli impegni assunti dall'Italia a livello comunitario e internazionale.
- Il sistema, date le sue caratteristiche, è certificabile con le norme di qualità ambientale ISO 14001.

Bibliografia

- Adegoroye A., Paterson N., Li X., Morgan T., Herod A.A., Dugwell D.R., Kandiyoti R., "The characterization of tars produced during the gasification of sewage sludge in a spouted bed reactor", *Fuel* 2004, 83, 1949-1960.
- Andreottola G., Bombieri, A., Foladori P., Ragazzi M., Zanetti G., "Analisi comparativa sperimentale della produzione di RBCOD da FORSU e da fanghi primari per sistemi BNR", *R.S. Rifiuti Solidi* 2000, XIV, 6, 356-359.
- Aveni M. e Rana R., "La produzione di biodiesel da microalghe", *La Rivista dei Combustibili* 2008, 62 (4), 231-248.
- Bemporad E. e Carassiti F., "Caratterizzazione morfologica, compositiva e microstrutturale dei residui solidi di incenerimento dei fanghi urbani", *R.S. Rifiuti Solidi* 2002, XVI, 6, 368-377.
- Conesa J.A., Marcilla A., Moral R., Moreno-Caselles J., Perez-Espinosa A., "Evolution of gases in the primary pyrolysis of different sewage sludges", *Thermochimica Acta* 1998, 313, 63-73.
- Dallago L., Garbari S., Mezzani C., Ragazzi M., "Utilizzo di tecniche respirometriche per la definizione di criteri di accettazione di fanghi di depurazione in impianti di compostaggio", *R.S. Rifiuti Solidi* 2001, XV, 3, 164-171.
- Demirbaş A., 2002, Gaseous products from biomass by pyrolysis and gasification: effect of catalyst on hydrogen yield, *Energy Conv. Mgmt* 2002, 43, 897-909.
- Dogru M., Midilli A., Howarth C.R., "Gasification of sewage sludge using a throated downdraft gasifier and uncertainty analysis", *Fuel Processing Technology* 2002, 75, 55-82.
- Fullana A., Conesa J.A., Font R., Martín-Gullón, "Pyrolysis of sewage sludge: nitrogenated compounds and pretreatment effects", *J. Anal. Appl. Pyrolysis* 2003, 68-69, 561-575.
- Marrero T.W., McAuley B.P., Sutterlin W.R., Morris, J.S., Manahan S.E., "Fate of heavy metals and radioactive metals in gasification of sewage sludge", *Waste Management* 2004, 24, 193-198.
- Midilli A., Dogru M., Akay G., Howarth C.R., "Hydrogen production from sewage sludge via a fixed bed gasifier product gas", *Int. J. Hydrogen Energy* 2002, 27, 1035-1041.
- Mininni G. e Di Pinto A.C., "Progettazione e conduzione degli impianti di incenerimento dei fanghi di depurazione in riferimento al recupero energetico", *Atti della giornata di studio: "Processi termici con recupero di energia per lo smaltimento di fanghi e di rifiuti speciali anche pericolosi"*, Bari 17 Marzo 2000, ed. CNR-QIRSA, Roma 2001, 226-245.
- Perry R.H. e Green D.V., *Perry's Chemical Engineers' Handbook*, 7th Ed., The McGraw Hill Co.Inc., 1999.
- Ptasinski K.J., Hamelinck C., Kerkhof P.J.A.M., "Exergy analysis of methanol from sewage sludge process", *Energy Conversion and Management* 2002, 43, 1445-1457.
- Shen L. e Zhang D., "An experimental study of oil recovery from sewage sludge by low-temperature pyrolysis in a fluidized-bed", *Fuel* 2003, 82, 465-472.
- Werther J. e Ogada T., "Sewage sludge combustion", *Prog. Energy Combustion Sci.* 1999, 25, 55-116.

Summary

PROJECT FOR THE ENERGY PRODUCTION BY MEANS OF SEWAGE SLUDGE PYROLYSIS, ACCORDING TO ISO 14001

A process, using sewage sludge in order to produce syngas by means of pyrolysis, has been described. The pyrolysis has been carried out at atmospheric pressure, slowly, with catalyst, at low temperature (500 °C) and in the anaerobic conditions. Syngas stokes a co-generation unit producing electrical and thermal energy. A bioreactor is connected to the plant in order to produce algae. This bioreactor is supplied with CO₂ coming from pyrolysis and from syngas combustion of the co-generator. A biodiesel is extracted from the algae. A certification according to the ISO 14001 has been applied to the whole process.

IL RITORNO DELL'ENERGIA NUCLEARE IN ITALIA: CONSIDERAZIONI SULLA SOSTENIBILITA' ECONOMICA

FAUSTO CAVALLARO*, LUIGI CIRAULO**

*Dipartimento SEGeS, Università degli Studi del Molise
Via De Sanctis, 86100 - Campobasso
e-mail: cavallaro@unimol.it

**Dipartimento SEA, Università degli Studi di Messina
Piazza S. Pugliatti n.1, 98122 – Messina
e-mail: luigi.ciraolo@unime.it

Riassunto

Il Governo italiano dopo più di 20 anni dal referendum abrogativo sul nucleare, nel luglio del 2009 attraverso un disegno di legge ripropone la reintroduzione del nucleare in Italia. Questa scelta ha sollevato non pochi dubbi, oltre che per i ben noti motivi ambientali e di accettazione sociale, anche e soprattutto per ragioni economico-finanziarie. Infatti l'aver abbandonato da tempo lo scenario industriale del nucleare pone il nostro Paese in una posizione di debolezza strutturale e di gap tecnologico che potrebbe deludere le aspettative di coloro che credono di produrre elettricità ad un basso costo.

La questione del costo di produzione è quindi un problema molto dibattuto. Purtroppo i dati di letteratura sulla competitività del nucleare, rispetto ad esempio al carbone e al gas, sono molto spesso discordanti tra loro. Questa divergenza nei risultati evidenzia come la valutazione dei costi sia dominata dall'incertezza.

Introduzione

La questione del nucleare nel nostro Paese, come è noto, è all'ordine del giorno nell'agenda programmatica del Governo anche se, proprio recentemente, in seguito alle ben note e tristi vicende che hanno coinvolto la centrale di Fukushima in Giappone, l'esecutivo ha dichiarato la moratoria per un anno per quanto riguarda le decisioni e l'attivazione delle procedure per la ricerca dei siti per le centrali nucleari da realizzarsi nel nostro territorio.

L'Italia non avendo più esperienza diretta di nucleare, dopo l'abbandono di circa 20 anni fa, si trova ad affrontare una questione spinosa, soprattutto, sul piano dell'investimento finanziario. Infatti uno degli aspetti più controversi nell'attuale dibattito sulla fonte nucleare, oltre a quello dell'accettazione sociale (soprattutto in seguito alla vicenda del reattore della centrale Fukushima) è sicuramente il problema legato alla valutazione della competitività economica rispetto alle altre principali fonti quali il gas naturale e il carbone. Quali imprese potrebbero essere

interessate ad investire sul nucleare in Italia? chi dovrebbe sostenere finanziariamente l'operazione? quali sono i rischi economico-finanziari? che tempi si prevedono per la realizzazione del primo reattore in Italia? con quali costi? Domande alle quali non si è ancora data una risposta.

Sul problema dei costi e della convenienza economica sono stati prodotti significativi studi internazionali dai più prestigiosi Centri di ricerca ed Università; i quali giungono a conclusioni molto spesso in contrasto tra loro. Questa divergenza nei risultati evidenzia come la valutazione dei costi sia condizionata da un certo grado d'incertezza in relazione, soprattutto, al paese in cui si prevede la realizzazione di una centrale.

Le origini del nucleare in Italia e le aspettative di sviluppo

L'Italia è stata pioniera nell'ambito dell'energia nucleare ad uso civile. Nel 1959 fu costruito il primo reattore di ricerca ad Ispra (Varese) e alla fine degli anni 50 le compagnie elettriche private avviarono un programma di produzione di energia elettrica con centrali termoelettriche costruite insieme a partner inglesi ed americani ed in collaborazione con il CNEN (Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare). Nel 1964 questo programma consentì all'Italia di dotarsi di ben tre centrali nucleari, delle tre filiere destinate ad affermarsi sul mercato mondiale nel giro di pochissimi anni (acqua in pressione, acqua bollente, gas/grafite), dislocate a Trino Vercellese, sul Garigliano e a Latina. Il livello d'investimenti e il grado di accettazione sociale dell'iniziativa furono molto elevati al punto che nel 1966 l'Italia era il terzo produttore al mondo di energia elettrica di origine nucleare dopo USA e Gran Bretagna (URSS esclusa). Al di là di questo record produttivo la cosa veramente rilevante è che l'Italia disponeva concretamente di competenze e tecnologie in grado di consentire la progettazione e la costruzione, in maniera sufficientemente autonoma, di successive centrali e di aprire, quindi, prospettive in un mercato mondiale in rapida espansione. In quegli anni quando si costruivano i primi reattori, si prevedeva che nel giro di qualche decennio gran parte dell'energia elettrica sarebbe stata prodotta per via nucleare. Ma è con il referendum abrogativo del 1987 che di fatto viene sancito l'abbandono da parte dell'Italia del nucleare come forma di approvvigionamento energetico.

Lo stato dell'arte della tecnologia nel processo di rilancio dell'energia nucleare

I reattori nucleari possono essere sommariamente classificati in 4 generazioni in base ad alcune caratteristiche comuni e in base all'epoca in cui sono stati progettati e costruiti (vedi fig. 1). Alla generazione I appartengono i primi prototipi di reattore costruiti a cavallo tra gli anni 40 e 50 principalmente con lo scopo di dimostrare la fattibilità scientifica e tecnologica di un impianto nucleare per la produzione di energia elettrica.

Attualmente sono in funzione circa 440 reattori che appartengono principalmente alla seconda generazione (Gen II) ad acqua leggera (LWR) costruiti nel periodo

1970-80 (Mainardi, E., 2008). Di questi esistono due modelli, o filiere: i BWR (Boiling Water Reactor – reattori ad acqua bollente) e i PWR (Pressurized Water Reactor). Gli impianti realizzati più recentemente e quelli attualmente in costruzione (in Cina, India, Russia, Ucraina, Corea del sud, Giappone, Finlandia e Francia) sono di cosiddetta terza generazione (Gen III). Appartengono a questo gruppo quei reattori, come l’EPR (European Pressurized Water Reactor), l’AP1000 (Advanced Passive) e l’ABWR (Advanced Boiling Water Reactor), derivanti dall’ottimizzazione, in termini di economia e sicurezza, degli attuali reattori ad acqua leggera. Alcuni reattori, tra cui gli ABWR costruiti in Giappone, sono già in funzione e possono considerarsi di terza generazione (Mainardi E., 2008).

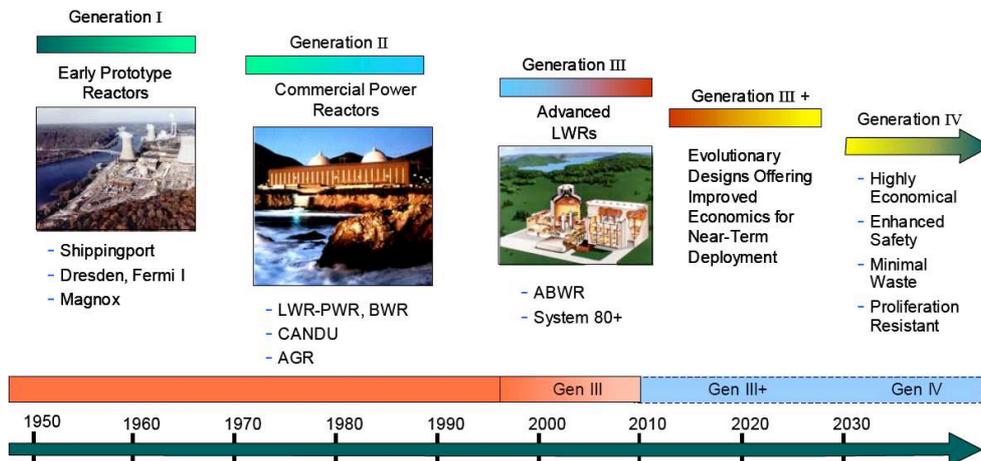


Fig. 1 Roadmap tecnologica dei reattori di IV generazione. Fonte: (DOE –Gov)

Viene anche spesso citata una GenIII+ che include sistemi che potrebbero essere introdotti entro i prossimi 10 anni, quindi, assai prima dei reattori di quarta generazione, e allo stesso tempo risultare vantaggiosi per lo sviluppo di questi ultimi. Ma la vera scommessa sul futuro del nucleare dipende fondamentalmente dallo sviluppo dei reattori di IV generazione. Nel 2006 negli USA è stato avviato un importantissimo programma denominato “Generation IV Nuclear Energy Systems Iniziative” (DOE –Gov) che ha aperto nuovamente e rimesso in discussione il ricorso al nucleare. Il progetto ha dato quindi l’input al lancio del Generation IV International Forum (GIF) a cui hanno preso parte parecchi paesi impegnati oggi nel nucleare per cooperare nella ricerca e sviluppo di reattori di nuova generazione più sicuri e più efficienti.

La quarta generazione comprende sistemi nucleari innovativi che probabilmente raggiungeranno maturità tecnica dopo il 2030. Questa generazione include 3 tipi di reattori veloci raffreddati a sodio o gas (LFR, SFR, GFR) e tre reattori termici raffreddati ad elio a temperatura elevata (VHTR), sali fusi (MSR) e acqua supercritica (SCWR) (IEA, 2007). Tali sistemi nucleari sono concepiti in modo da provvedere alla fornitura di energia in modo molto competitivo, estendendo e

migliorando la sicurezza in caso di incidenti in particolare abbassando la probabilità di danni gravi al nocciolo del reattore, anche in conseguenza a rilevanti errori umani, e basso rilascio di radioattività in caso d'incidenti e tenendo in considerazione anche la sicurezza in caso di attacchi terroristici. Obiettivo principale però è la "sostenibilità", cioè, la massimizzazione nell'uso del combustibile e la minimizzazione delle scorie radioattive (in particolare di quelle a lunga vita), la capacità di produrre direttamente idrogeno (senza passare attraverso la produzione di energia elettrica), l'affidabilità, la resistenza alla proliferazione.

In Europa nelle misure proposte dalla Commissione (il pacchetto clima/energia 20-20-20) la tecnologia riveste un ruolo centrale. Nel 2009 infatti viene pubblicato dalla Commissione il SET Plan (SEC(2009) 1295/2 e SEC(2009) 1296/2 - Strategic Energy Technology) in cui vengono individuate le priorità tecnologiche su cui puntare per il decollo di programmi di ricerca e sviluppo. Il SET plan si propone, quindi, attraverso un innovativo modello basato su un approccio cooperativo, di accelerare l'industrializzazione su larga scala di tecnologie low-carbon.

L'applicazione del SET-Plan mira ad attivare programmi in grado di coinvolgere le industrie, il mondo della ricerca, gli stati membri e la Commissione in partnership pubblico-privato e finalizzati ad un rapido sviluppo di tecnologie energetiche chiave a livello europeo. In particolare i settori energetici ritenuti dalla Commissione strategici sono: l'energia eolica, solare, sequestro della CO₂, bioenergia, reti intelligenti, idrogeno, fuel-cells e nucleare di IV generazione. Appare chiaro l'interesse della Commissione a rivitalizzare in qualche modo e rilanciare programmi di ricerca nel settore nucleare. Infatti all'interno del SET Plan la ricerca sui reattori di IV generazione assume particolare rilevanza.

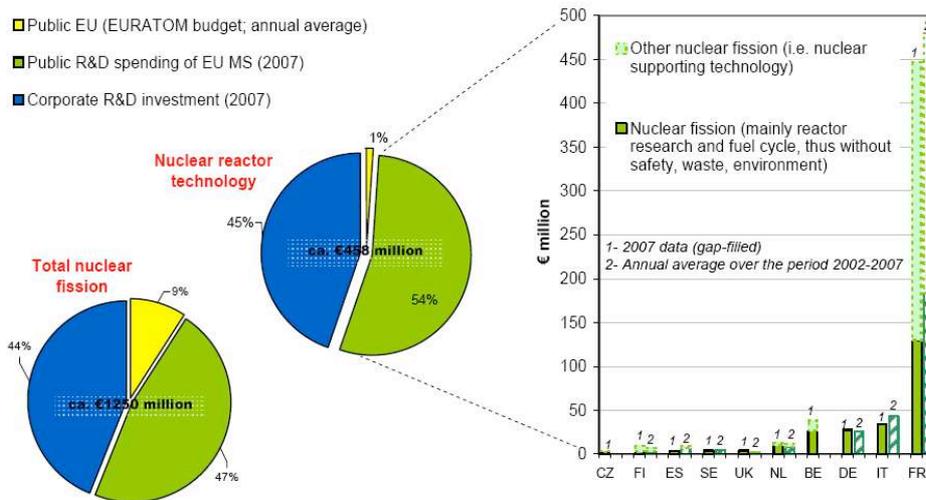


Fig .2 Investimenti dell'industria e del settore pubblico in R&D per la fissione nucleare. Fonte: (SEC(2009) 1296/2).

La Commissione traccia una road-map delle iniziative industriali europee sul “nucleare sostenibile” che puntano soprattutto alla dimostrazione tecnica industriale ed economica dei reattori a neutroni veloci (FNR) (SEC(2009) 1295/2). (Tutto ciò, però, viene ormai rimesso in discussione alla luce di quanto accaduto in Giappone con l’incidente nella centrale di Fukushima). Uno schema indicativo sui costi preventivati e sulle risorse finanziarie assegnate alle attività ricerca e sviluppo nel settore nucleare in Europa viene illustrato nella fig. 2.

L’economia dell’energia nucleare

Competitività e affermazione tecnologica

Dopo più di 20 anni dal referendum il nucleare in Italia ritorna alla ribalta (non senza polemiche) infatti, nel luglio del 2009 il Senato ha approvato in via definitiva il disegno di legge che vorrebbe riportare il nucleare in Italia anche se, come già accennato in precedenza, tutte le procedure legate alla realizzazione delle centrali sono sospese. Uno degli aspetti più controversi nell’attuale dibattito sulla fonte nucleare è sicuramente il problema legato alla valutazione della competitività economica rispetto alle altre principali fonti quali il gas naturale e il carbone. In questo campo i pareri sono molto discordanti. Una corretta valutazione dei risultati, strettamente economico finanziari, non può prescindere da una analisi delle particolarità tipiche del paese dove si vuole realizzare la centrale. Non è significativo valutare i costi industriali in modo standardizzato per tutti i paesi: quando si discute di nucleare è opportuno considerare l’assetto politico istituzionale del Paese, il livello di sviluppo economico e tecnologico, il grado di fiducia di cui godono le istituzioni, il livello di liberalizzazione del mercato elettrico e la disponibilità di risorse scientifiche e di know-how. Questi fattori, pur non essendo strettamente quantificabili, da poter essere impiegati direttamente nella procedura di calcolo dei costi di produzione, debbono essere comunque considerati nella valutazione complessiva di “opportunità” nel realizzare una centrale. Ad esempio la stima dei costi di una centrale da costruire in Francia appare molto più certa ed attendibile, grazie ad una consolidata esperienza di settore e, soprattutto, al rapporto fiduciario stabile tra popolazione e istituzioni che, quindi, favorisce il rispetto della tempistica. In molti Paesi occidentali anche in quelli dove vigono democrazie compiute negli ultimi anni è diventato molto difficile realizzare centrali nucleari. Ogni dilatazione dei tempi di costruzione si traduce inevitabilmente in una crescita dei costi d’investimento che tende a disincentivare le imprese private e i finanziatori. In molti casi si è verificato che i costi d’investimento a consuntivo siano molto distanti dai costi stimati a preventivo: questa distorsione crea notevoli problemi nel calcolo effettuato a priori sul costo industriale di produzione del kWh. Ad esempio la stima di costo overnight dei reattori EPR GE-Hitachi e Westinghouse (AP1000 e IRIS) in costruzione in Finlandia si attestava nel 2008 intorno ai 3000\$/kW mentre recentemente si è constatata una crescita anche superiore a 3500 \$/kW (ENEA,

2008).

Il costo industriale di produzione: una comparazione

Per poter esprimere quindi una valutazione sulla reale convenienza e competitività del nucleare rispetto alle altre fonti il criterio più importante rimane sicuramente quello del costo industriale di produzione. Normalmente la stima sulla convenienza viene effettuata calcolando il costo unitario attualizzato per kWh (Levelized Electricity Generation Cost). Il modello applicato per calcolare tale costo, ampiamente riconosciuto dalla comunità istituzionale e scientifica mondiale, è quello sviluppato dall'IEA. Dallo studio OECD/IEA,NEA risulta che per reattori in funzione nel 2010 ad un tasso di sconto del 5% con una vita utile di 40 anni e un fattore di carico dell'85% il costo di produzione in \$2003 è mediamente tra 21 e 31 \$/MWh (escluso gli impianti in Giappone e Olanda) per il carbone tra 25 e 50\$/MWh e per il gas tra 37 e 60\$/MWh (OECD/IEA NEA, 2005).

Il MIT fornisce, invece, indicazioni chiare circa la non competitività del nucleare rispetto a carbone e gas in relazione alle ipotesi e assunzioni fatte. I risultati di questo rapporto dipendono principalmente da una considerazione reale: il livello di rischio finanziario di un investimento (ovviamente con capitale privato) nel settore nucleare è molto più alto rispetto al carbone e al gas. Pertanto questa constatazione si traduce nel considerare per il nucleare un costo overnight molto alto rispetto agli impianti convenzionali. Nel rapporto si dimostra che produrre elettricità da nucleare costa 8,4 c\$/kWh rispetto a 6,2 c\$/kWh del carbone e 6,5 c\$/kWh del gas (MIT, 2009), tuttavia, se si riuscisse a ridurre il costo della maggiore "rischiosità" il nucleare potrebbe divenire competitivo: *"Lowering or eliminating this risk-premium makes a significant contribution to making nuclear competitive. With the risk premium and without a carbon emission charge, nuclear is more expensive than either coal (without sequestration) or natural gas (at 7\$/MBTU). If this risk premium can be eliminated, nuclear life cycle cost decreases from 8.4¢ /kWe-h to 6.6 ¢/kWe-h and becomes competitive with coal and natural gas, even in the absence of carbon emission charge."* (MIT, 2009, pag. 8).

Un altro studio sviluppato dall'Università di Chicago indica, per centrali con fattore di carico del 75%, vita utile 40 anni e prezzi in dollari al 2003, un costo da nucleare tra 36 e 83 \$/MWh (tasso di sconto dell'8%) e tra 42 e 97 \$/MWh (tasso di sconto 10%) mentre per impianti IGCC a carbone (media paesi OECD) tra 36 e 66 \$/MWh (tasso di sconto dell'8%) e 42 e 74 \$/MWh (tasso di sconto del 10%) e per impianti a ciclo combinato a gas (media paesi OECD) tra 30 e 66 \$/MWh (tasso di sconto dell'8%) e 38 e 65 \$/MWh (tasso di sconto dell'10%) (University of Chicago, 2004).

Un altro importante contributo relativo alla valutazione economico-finanziaria del nucleare è stato prodotto da L. De Paoli e F. Gulli. Gli autori nella loro analisi piuttosto, che formulare un giudizio di convenienza assoluto propongono un approccio probabilistico con il metodo Monte Carlo.

Rapporti e studi internazionali in materia di nucleare	Costo di costruzione "overnight"	Costo industriale di produzione
Rapporto MIT (2003)	2.000 \$/kW	6,7 c\$/kWh
Rapporto MIT (up-date 2009)	4.000 \$/kW	8,4 c\$/kWh
OECD IEA/NEA	1.000-2.000 \$/kW	2-3 c\$/kWh
EIA DoE USA	3.318 \$/kW	-
Thomas (Università Greenwich London)	2.000 £/kW	-
Moody's Corporate Finance	6.000 \$/kW	-
Università di Chicago	1.200- 1.800 \$/kW	36-97 \$/MWh
Keystone Center	3.600-4000 \$/kW	8,3-11,1 c\$/kWh
De Paoli – Gulli (IEFE - Università Bocconi)	2.000-4.000 €/kW	63,2 €/MW

Tab. 1 Stime del costo industriale di produzione di elettricità da nucleare

In pratica in base ai costi di produzione da essi calcolati pari a 63,1 Euro/MWh per il nucleare a 66,4 Euro/MWh per il carbone e infine a 77,3 Euro/MWh per il gas arrivano a concludere che il nucleare ha il 39,8% di probabilità di essere più costoso del carbone e il 25,4% di essere più costoso del gas mentre la probabilità del carbone di essere più costoso del gas è pari al 31,9% (De Paoli L., Gulli F, 2008). Nella tabella 1 viene riportata una tabella riepilogativa della stima del costo industriale di produzione di elettricità da nucleare rilevato nei diversi rapporti e studi consultati.

Conclusioni

Tra le più importanti questioni connesse all'impiego del nucleare, al centro dell'attuale dibattito scientifico e politico istituzionale, vi è il problema che attiene la valutazione della competitività commerciale rispetto alle altre principali fonti energetiche quali il gas naturale e il carbone.

Da quanto sin'ora documentato non sembra plausibile poter dare una risposta univoca e oggettiva attorno alla convenienza economica della fonte nucleare. I risultati dei diversi studi internazionali, realizzati dalle più prestigiose Università e Centri di Ricerca, non sono unanimemente concordi nel ritenere finanziariamente sostenibile il rilancio dell'energia nucleare, soprattutto, in quei Paesi, come l'Italia, che da anni hanno abbandonato il ricorso alla fornitura energetica da questa fonte. Sicuramente una corretta valutazione della convenienza non può prescindere da un'analisi delle particolarità tipiche del paese dove si vuole realizzare un reattore. E' necessario considerare l'assetto politico istituzionale del Paese, il livello di sviluppo economico e tecnologico, il grado di fiducia di cui godono le istituzioni e il livello di liberalizzazione del mercato elettrico. Vengono sollevati, inoltre, forti dubbi sulla stima dei costi di smantellamento (decommissioning) e sul trattamento e stoccaggio definitivo dei rifiuti radioattivi.

Con la scelta del nucleare è necessario essere consapevoli di dovere accettare un certo livello di rischiosità economico-finanziaria.

Bibliografia

Mainardi E., "La tecnologia nucleare", 2008, AGI Energia.it;
DOE – Gov, "A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems", U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum, December 2002;
IEA - Energy Technology Essentials – Nuclear Power March 2007;
SEC(2009) 1295/2 Commission staff working document, "SET-Plan – A Technology Roadmap";
SEC(2009) 1296/2 Commission staff working document, "R&D investment in the priority technologies of the european strategic energy technology plan";
OECD/IEA NEA, "Projected Costs of Generating Electricity", 2005 update, Paris;
ENEA, "Rapporto Energia e Ambiente. Analisi e scenari", 2008;
Massachusetts Institute of Technology (MIT), "The Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary Study" (update), MIT Study, Boston, 2009;
University of Chicago, "The Economic Future of Nuclear Power", 2004;
De Paoli L.-Gulli F., "The Competitiveness of nuclear Energy in an era of liberalized markets and restrictions on greenhouse-gas emissions", Economia delle Fonti di Energia e dell'Ambiente n. 2, 2008 (IEFE- Bocconi).

Summary

NUCLEAR POWER AND ITS PROSPECTIVE REINTRODUCTION IN ITALY. AN ASSESSMENT OF ECONOMIC SUSTAINABILITY

In July 2009, more than 20 years after the referendum repealing nuclear power, the Italian government proposed a bill to reintroduce nuclear power in Italy. In addition to the objections on environmental grounds and social acceptance, this decision has raised many questions mainly for economic and financial reasons. Having abandoned the nuclear industry for such a long time, Italy is now in a weak position as regards infrastructure and has a technology gap, which could lead to expectations of cheap and easily producible nuclear power being seriously disappointed. The aim of this paper is to appraise the economic advantages of nuclear power compared with other traditional energy sources, namely coal and natural gas.

CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA DELLA II FACOLTA' DI ECONOMIA DI TARANTO E VALUTAZIONE DELLE POTENZIALITA' DEL MICROEOLICO URBANO

PASQUALE GIUNGATO*, ELISABETTA LAIOLA**

*Il Facoltà di Economia, sede di Taranto, laboratorio TALSEF di studio sulle fonti di energia rinnovabile e l'efficienza energetica, via Lago Maggiore angolo via Ancona, 74100, Taranto
e-mail: p.giungato@dgm.uniba.it

**Dipartimento di Scienze Geografiche e Merceologiche, Università degli Studi di Bari "A. Moro", Via Camillo Rosalba 53, 70124, Bari
e-mail: e.laiola@dgm.uniba.it

Riassunto

Nell'ambito degli obiettivi comunitari la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, la riduzione dei costi dell'energia per le imprese e i cittadini e la diffusione delle fonti alternative di energia sono definiti prioritari accanto alla tutela dell'ambiente e lo sviluppo sostenibile. In quest'ottica il microeolico urbano rappresenta un nuovo approccio tecnologico per lo sfruttamento di questa risorsa rinnovabile, attualmente in espansione ma che rappresenta ancora un mercato di nicchia. Questa tecnologia, per le differenze di approccio rispetto alla classica tecnologia eolica, richiede una particolare analisi anemologica per caratterizzare i bassi regimi ventosi ed una attenta ricerca progettuale ed impiantistica per massimizzare le rese energetiche alle basse velocità del vento. Nel presente lavoro è stata realizzata l'analisi anemologica del sito della II Facoltà di Economia della sede di Taranto dell'Università degli Studi di Bari Aldo Moro.

Mediante l'elaborazione dei dati rilevati da una centralina sita sul tetto della Facoltà è stato possibile individuare i regimi principali di vento, le direzioni prevalenti, la producibilità energetica teorica, sulla scorta dei dati tecnici delle turbine microeoliche presenti attualmente sul mercato. Dai risultati si evince che per ottenere la massima producibilità è necessario tenere conto di una molteplicità di fattori tra i quali: la tecnologia adoperata, la potenza nominale, le caratteristiche della curva di potenza.

Le migliori prestazioni sono ottenute dalle turbine che riescono a realizzare elevate potenze ai bassi regimi di vento, indipendentemente dalla potenza nominale, una caratteristica costruttiva vincente ma ancora scarsamente diffusa nell'attuale mercato dato che i produttori hanno concentrato i loro sforzi nella costruzione di turbine non realizzate ad hoc per l'uso urbano.

Introduzione

Il ricorso alle fonti di energia rinnovabile, così come sancito nei documenti di politica internazionale e nelle direttive comunitarie, sta riscuotendo negli ultimi anni un notevole incremento, supportato dal recepimento degli impegni di riduzione delle emissioni clima-alteranti citati nel Protocollo di Kyoto. Una significativa diffusione delle fonti energetiche rinnovabili potrebbe infatti favorire il conseguimento di alcuni obiettivi comunitari, quali la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, la riduzione dei costi dell'energia per le imprese e i cittadini, la promozione di filiere tecnologiche innovative, con incremento dei posti di lavoro, la tutela ambientale e lo sviluppo sostenibile. L'attuazione della direttiva 2009/28/CE stabilisce, inoltre, obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia proveniente da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia proveniente da fonti rinnovabili nei trasporti. Infatti sono previste norme specifiche per l'accesso alla rete elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, e sono definiti i criteri di sostenibilità sia per i biocarburanti che per i bioliquidi (Dipartimento politiche Comunitarie della Presidenza del Consiglio dei Ministri, 2009; Parlamento Europeo e Consiglio Europeo, 2011; Legge 1 Giugno 2002 n. 120).

Il microeolico urbano è una tecnologia di nicchia con interessanti prospettive di sviluppo, sulla quale l'Unione Europea sta molto investendo. Sviluppata prevalentemente in UK e nel Nord Europa (Peacock A. D. et al., 2008), conquista interessanti fette di mercato e spinge i produttori ad intensificare gli investimenti in ricerca e per sviluppare nuovi standard diversi da quelli delle turbine tradizionali (Stankovic S. et al., 2009). In alcune aree urbane, specie in prossimità del mare, è possibile sfruttare la particolare

condizione orografica del territorio e le brezze, a fini energetici, sfruttando soprattutto le raffiche e le turbolenze (Dosset Izaguirre P., 2008; Peinke J. Et al., 2008). L'integrazione delle tecnologie di generazione di energia da fonti rinnovabili nei contesti urbani è alimentata anche da una particolare sensibilità ambientale da parte dei proprietari di immobili nell'essere coinvolti nei processi di generazione di energia "pulita" e dagli esercenti attività commerciali desiderosi di attirare una particolare clientela sensibile alle problematiche ambientali. Inoltre, a livello di governance locale, emergono nuove tendenze a privilegiare le installazioni in zone già fortemente antropizzate rispetto a quelle in aree agricole o montane (Bartolazzi A., 2005). Oltre che di nuovi standard la tecnologia microeolica richiede una mappatura del territorio urbano di tipo anemologico, con studi che siano progettati "ad hoc" e con strumenti diversi da quelli tradizionalmente concepiti per le installazioni on shore terrestri in aree collinari o rurali e off shore marine. Questo perché nei contesti urbani sono particolarmente importanti i venti con basse velocità, le turbolenze, le raffiche; non va dimenticato che la modellistica utilizza strumenti di approssimazione come la curva di distribuzione di Weibull che rappresenta uno strumento utile nei casi di siti con alte ventosità medie ma è uno strumento poco utile per i venti deboli (Garcia A. et al., 1998; Pinson P. et al., 2008; Celik A. N., 2003). Allo scopo di colmare tale lacuna metodologica e statistica nel presente lavoro è stata effettuata la caratterizzazione anemologica del sito urbano della II Facoltà di Economia dell'Università degli Studi di Bari "A. Moro", sede di Taranto.

La tecnologia del microeolico urbano si è sviluppata in anni recenti in Inghilterra e nei Paesi del Nord Europa, rappresenta un mercato di nicchia in rapida espansione, sul quale molti produttori di turbine tradizionali investono consapevoli di una rapida diffusione degli impianti. Le turbine più comuni utilizzate in ambito urbano sono del tipo ad asse orizzontale, con potenza nominale di circa 1-5 kW (Dayan E., 2006).

Spinte dagli incentivi all'uso delle fonti rinnovabili, le aziende produttrici sono portate a migliorare le tecnologie, a ridurre i prezzi, a sviluppare standard specifici di mercato adatti al contesto microeolico urbano, a sviluppare delle linee guida per l'interconnessione alla rete, ad ampliare i database relativi alla caratterizzazione anemologica dei siti urbani, in quanto gli attuali atlanti eolici sono stati sviluppati in contesti completamente diversi (Beller C., 2010; Tornese et al., 2008).

La caratterizzazione di un sito urbano è ulteriormente complicata dalla presenza di ostacoli, che creano turbolenze in alcuni casi sfruttabili ai fini energetici. Agli svantaggi legati alla bassa producibilità energetica e agli alti tempi di ritorno dell'investimento, la tecnologia del microeolico urbano presenta alcuni interessanti vantaggi. Anzitutto la facilità di interconnessione dovuta alle basse potenze, la possibilità di integrazione architettonica delle turbine negli edifici (in alcuni casi l'edificio è progettato appositamente per ospitare la turbina oppure la forma e il posizionamento dello stabile accelerano i venti determinando un effetto moltiplicatore) la possibilità di sfruttare zone già fortemente antropizzate come le città e quindi evitare le installazioni in zone rurali o di particolare pregio naturalistico, con la conseguente sottrazione di territorio alle attività agricole, la minore dispersione di energia per le perdite lungo la linea dato che le installazioni sono molto più vicine all'utenza finale, la possibilità di integrarsi con altre tecnologie come il fotovoltaico, in maniera da erogare energia nei periodi di minore irraggiamento (Laforgia D. et al., 2007; Mithraratne N., 2009; Friedman P. D., 2010; Bahaj A. S. et al., 2007; Justin D.K. et al., 2008).

Inoltre le installazioni su centri commerciali generano anche un ritorno di immagine legato alla possibilità di attirare la clientela sensibile alle problematiche ambientali, senza contare la possibilità che, incrementando la quota di energia ottenuta da fonti rinnovabili, è possibile ottenere il marchio ecolabel delle strutture che erogano servizi, come quelli turistico-alberghieri, particolarmente diffusi nella regione Puglia.

Materiali e metodi

La centralina meteo-climatica è situata sul tetto della Facoltà sita in Taranto alla Via Lago Maggiore angolo via Ancona, latitudine 40° 27' 03.74" Nord e longitudine 17° 16' 08.94" Est in una zona particolarmente vantaggiosa per le rilevazioni poiché priva di ostacoli rappresentati da edifici più alti per un raggio di circa 400 m ed in una zona di periferia. La centralina (figura 1) si compone di un sensore combinato di direzione e velocità vento DNA022 a norma WMO, costituito da un tacomometro a coppe e un gonioanemometro a banderuola LSI LASTEM. Le rilevazioni sono state eseguite ad intervalli di tempo di 10 minuti da 2 data logger mod. E-log ELO 305 e ELO-105 LSI LASTEM, connessi in cascata che trasmettono i dati acquisiti ad una postazione informatica collegata via cavo RS232 con potenziatore di linea seriale. La postazione è localizzata nel laboratorio TALSEF (Taranto alla Luce del Sole e dell'Energia Fotovoltaica), responsabile il prof. Bruno Notarnicola, un laboratorio di studio delle fonti alternative di energia e l'efficienza energetica interamente finanziato con delibera della Regione Puglia nell'ambito dell'APQ I, Atto integrativo – Delibera CIPE 20/04 – D.G.R. n. 1557 del 2.10.2007, "Progetti pilota riferiti allo sviluppo dell'economia della

conoscenza e servizi reali agli studenti con particolare priorità alle aree tematiche dei beni culturali del turismo e dello sviluppo sostenibile”. I dati sono stati elaborati mediante gli applicativi CommNet, InfoGap, InfoPanel ed Excel (Microsoft) secondo uno sviluppo che prevede lo studio delle classi di velocità e delle direzioni prevalenti (Pashardes S. et al., 1995).

Risultati e discussione

I dati di frequenza di accadimento $t(v)$ nel periodo di osservazione, dal 1 maggio 2009 al 30 aprile del 2010, sono riportati in tab.1.

Tabella 1: $t(v)$ nel periodo di osservazione. Calma indica venti con velocità $\leq 0,5$ m/s. L'intervallo di velocità intorno al valore medio è di 1,0 m/s.

MESI	VELOCITA' MEDIA (m/s)											ORE MENSILI
	CALMA	0,5-1,5	1,5-2,5	2,5-3,5	3,5-4,5	4,5-5,5	5,5-6,5	6,5-7,5	7,5-8,5	8,5-9,5	9,5-10,5	
05/09	79	306	227	82	30	10	10	0	0	0	0	744
06/09	82	256	194	103	38	24	20	3	0	0	0	720
07/09	130	273	189	123	29	0	0	0	0	0	0	744
08/09	78	323	232	87	20	4	0	0	0	0	0	744
09/09	77	349	158	85	44	5	2	0	0	0	0	720
10/09	80	268	210	101	42	24	10	5	2	2	0	744
11/09	144	379	105	41	18	6	6	7	8	5	1	720
12/09	44	246	223	125	46	22	21	12	5	0	0	744
01/10	42	247	201	151	48	15	17	8	11	4	0	744
02/10	30	254	178	115	45	22	20	5	1	1	1	672
03/10	83	245	191	145	41	11	14	5	3	3	3	744
04/10	74	254	208	90	49	33	11	1	0	0	0	720
t(v)	943	3400	2316	1248	450	176	131	46	30	15	5	8760
%	10,76	38,81	26,44	14,25	5,14	2,01	1,50	0,53	0,34	0,17	0,06	100

Dalla tabella 1 si evince che il sito in esame è soggetto a venti di bassa intensità con frequenze maggiori (3400 h) per la velocità medie di 1 m/s, tipiche di un sito urbano. Seguono le velocità medie di 2, 3, 0, 4 m/s con frequenze decrescenti, rispettivamente, di 2316, 1248, e 450 h di vento. La calma interviene con una frequenza del 10,76% delle ore annuali. Le frequenze delle velocità superiori ai 5 m/s, utilizzate nella maggior parte delle installazioni di parchi eolici, sono poco significative in questo caso.

In figura 1 è riportata la rosa dei venti per il periodo analizzato dalla quale è possibile notare che i venti del quadrante nord sono i più frequenti poiché spirano per il 12,27% del periodo analizzato, tuttavia non sono i più intensi. I venti più intensi per velocità sono quelli da SSW che spirano per il 9,89% del periodo considerato con velocità medie anche maggiori di 6,5 m/s per circa 73 ore totali cumulate nell'anno. In figura 2 sono riportate le velocità massime del vento registrate dalla centralina nel periodo considerato e dal quadrante SSW, da cui si evince la non costanza dei venti del sito e la presenza di raffiche che possono raggiungere in alcuni giorni anche i 20 m/s. La vicinanza al mare e la presenza di raffiche dal quadrante SSW rendono il sito particolarmente adatto a sfruttare i venti molto forti provenienti da sud e poco adatto invece allo sfruttamento delle turbolenze generate da edifici vicini o dalla particolare orografia del territorio. A riprova della forza dei venti del quadrante SSW vi è da riportare il danneggiamento di alcune strutture di copertura del tetto in alluminio fissate con viti a pressione, divelte dalla forza dei venti solo dal lato esposto a SE dell'edificio. Il calcolo dell'energia producibile E è stato effettuato mediante la formula (Caffarelli A. et. al, 2009):

$$E = \sum [P(v) t(v)] \quad (1)$$

dove:

- $t(v)$ = frequenza, espressa in ore di accadimento, della velocità v .

- $P(v)$ = curva di potenza della turbina.

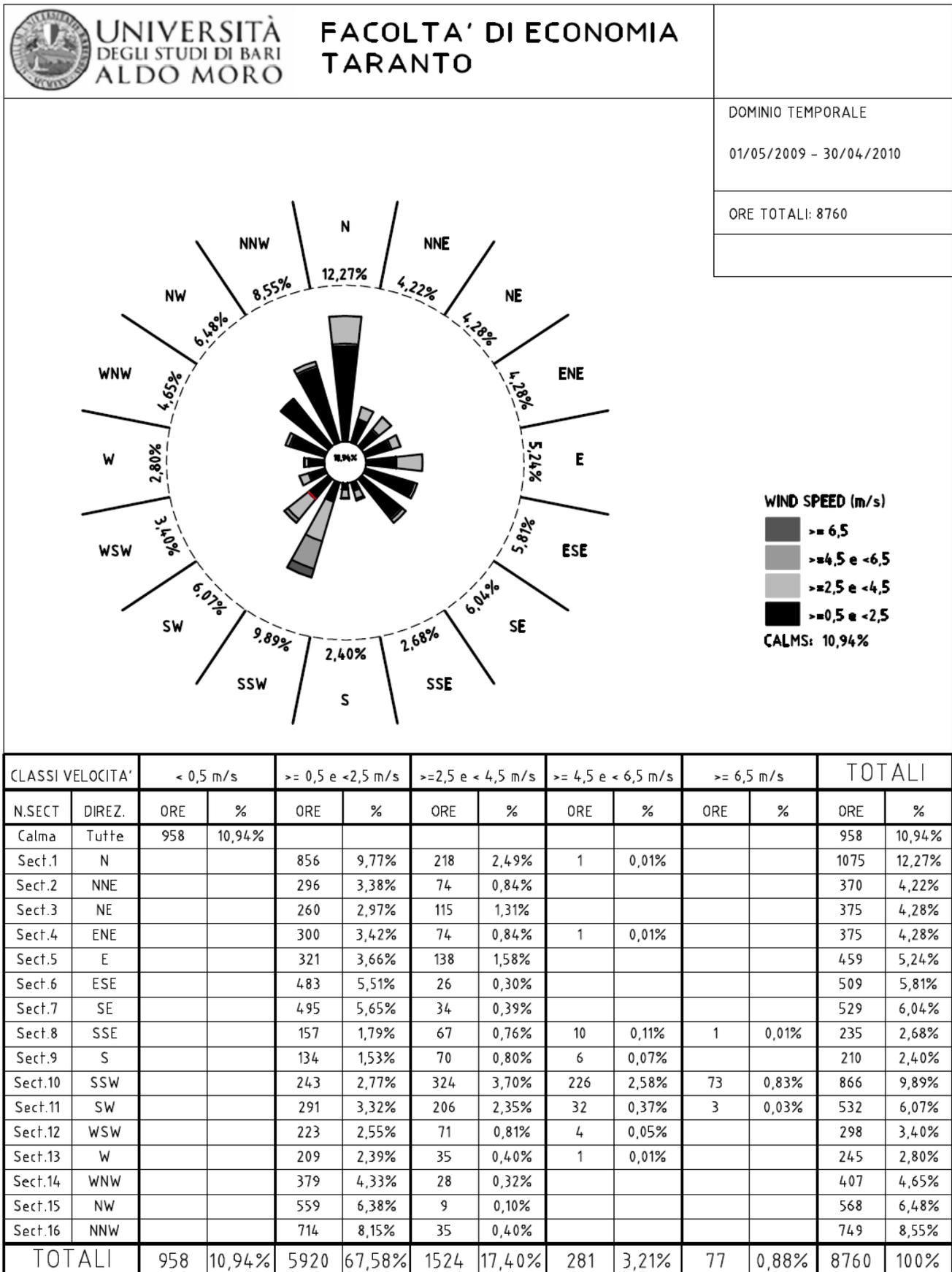


Figura 1. Rosa dei venti per il periodo analizzato. Calma indica venti con velocità $\leq 0,5$ m/s.

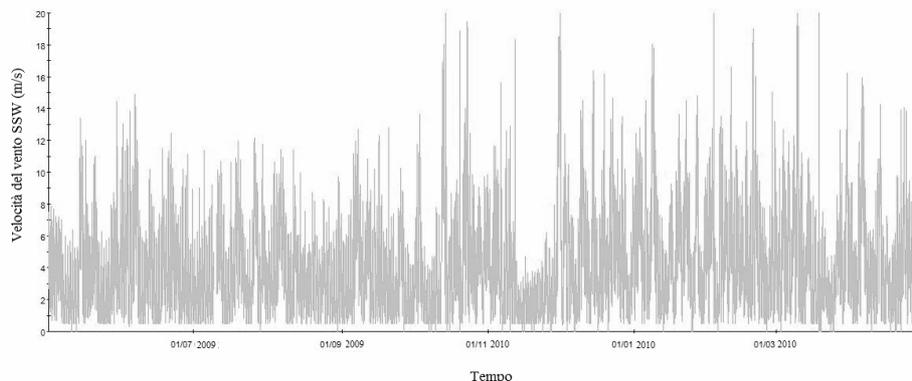


Figura 2. Velocità massime del vento del quadrante SSW (in m/s) nel sito in esame per il periodo preso in considerazione, dal 1 maggio 2009 al 30 aprile del 2010.

Le curve di potenza utilizzate per il calcolo sono state ricavate da turbine scelte in base ad un'indagine di mercato tra i produttori di turbine eoliche per contesti urbani, tra quelli che hanno aderito al progetto comunitario "Intelligent Energy Europe Program" ed elencati nel "Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers" (Commissione Europea, 2009). La tabella 2 riporta i valori di producibilità energetica teorica (in Wh) ottenuti applicando la (1), ed utilizzando le curve di potenza dichiarate dai produttori e verificate presso gli stessi.

In figura 3 è riportato l'andamento della producibilità energetica teorica (in Wh) delle turbine eoliche per contesti urbani della tabella 2, in funzione della potenza nominale (in W) per il sito in esame. Come prevedibile le due variabili sono correlate tra loro ($R^2=0,84$), alcune turbine sovraperformano rispetto alla retta di regressione. Dall'analisi del capacity factor risulta che la turbina della Traverso Industries (HAWT TI/6/2.1 2,1 kW) ad asse orizzontale, con area spazzata di $28,27 \text{ m}^2$, bipala, velocità di cut-in di 2,5 m/s e velocità nominale di 8 m/s, è la scelta di elezione per il sito in esame, con un valore di 367 ore equivalenti (4,2%), seguita dalla Tulipower (HAWT Tulipower 2,5 kW) e dalla Wind Energy Solutions (WES) (HAWT WES5 Tulipo/2,5 kW), con 240 ore equivalenti (2,7%). I valori indicano che l'installazione di una turbina tra quelle attualmente presenti sul mercato, nel sito in esame, risulta antieconomica e i valori di capacity factor sono minori dei valori medi riscontrabili nel parco eolico installato in Italia (che variano generalmente dal 20% al 40% con una media di circa il 25%, corrispondente a circa 2.200 ore annue di funzionamento degli impianti alla potenza nominale). Dall'analisi della forma della curva di potenza delle turbine con i valori del capacity factor più elevati si deduce una particolare propensione alla generazione di elevate potenze ai bassi regimi ventosi, un basso cut-in e una bassa velocità nominale, il che indica la direzione da intraprendere per migliorare la resa energetica delle turbine attualmente presenti sul mercato per adattarle al contesto urbano. Un'altra interessante considerazione che scaturisce dall'analisi del capacity factor è la prevalenza delle turbine ad asse orizzontale su quelle ad asse verticale a riprova della peculiare caratteristica dei venti del sito caratterizzati da forti raffiche e da minori turbolenze. E' necessario che l'industria concentri i propri sforzi nella ricerca di soluzioni ad hoc per il contesto urbano e che si sviluppi un mercato di nicchia specifico, con standard di settore definiti e sistemi in grado di adattarsi alle specifiche peculiarità del sito. In questo caso potrebbero essere più efficaci soluzioni BIWT (Building-Integrated Wind Turbine) concepite per preservare l'integrità architettonica degli edifici in città, minimizzando l'impatto estetico e garantendo la necessaria copertura energetica anche con venti bassi. Si tratta di turbine micro eoliche orizzontali, tre o cinque pale posizionate su tre razze che girano intorno a un asse orizzontale, con una dimensione modulare pari alla facciata esposta del palazzo. Queste turbine sono basate sul principio dell'"effetto parete", che si verifica quando il flusso d'aria che impatta contro un ostacolo (in questo caso la parete), subisce una compressione (diminuzione di velocità), torna a espandersi mentre raggiunge la cima dell'ostacolo stesso, aumentando la propria velocità. La particolare posizione della turbina permette anche di minimizzare l'impatto ambientale dovuto alla presenza di un palo poiché le turbine vengono sistemate lungo la parete (Enatek, 2011).

Tabella 2: Producibilità energetica teorica (in Wh) ottenuta applicando la (1), sulle turbine per contesti urbani presenti nel Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers.

	Modello	Potenza Nominale (W)	Energia producibile (Wh)
1	Marlec Engineering Co. Ltd Rutland 503 (HAWT 0,025 kW)	25	4.948
2	Marlec Engineering Co. Ltd Rutland 910-3 (HAWT 0,09 kW)	90	21.089
3	Aimpair Paciic Hawk (HAWT 0,1kW)	100	10.416
4	Aimpair Paciic Hawk (HAWT 0,3kW)	300	24.462
5	Electric Energy(HAWT 0,4 kW)	400	48.755
6	Surface Power Technologies (HAWT SP 460W/0,46 kW)	460	69.570
7	Venturi Wind b.v.(i.o.) (VAWT Venturi 500)	500	18.777
8	Proven Energy Products Ltd (HAWT Proven WT 600)	600	122.630
9	Sviab (HAWT Sviab VK 240/0,75 kW)	750	94.970
10	Ropatec S.p.a (VAWT WRE.007/0,75 kW)	750	57.640
11	Fortis Wind Energy Espada (HAWT 0,8 kW)	800	68.500
12	Travere Industries (HAWT TI/2.4/0.9 0.9 kW)	900	157.800
13	OY Windside Production Ltd (VAWT WS- 4B & 4C 1 kW)	1.000	111.240
14	Fortis Wind Energy Passaat (HAWT 1,4 kW)	1.400	109.978
15	Travere Industries (HAWT TI/3.2/1.6 1,6 kW)	1.600	276.560
16	Winddam (VAWT AWT(1)2000/ 2 kW)	2.000	184.940
17	Travere Industries (HAWT TI/6/2.1 2,1 kW)	2.100	771.220
18	Wind Energy Solutions (WES) (HAWT WES5 Tulipo / 2,5 kW)	2.500	599.285
19	Turby B.V. (VAWT Turby 2,5 kW)	2.500	80.966
20	Tulipower (HAWT Tulipower 2,5 kW)	2.500	599.285
21	Travere Industries (HAWT TI/3.6/3kW)	3.000	346.340
22	Ropatec S.p.a (VAWT WRE.030 /3kW)	3.000	242.500
23	Winddam (VAWT AWT(1)2000/ 4 kW)	4.000	290.595
24	Iskra WindTurbines (HAWT 5 kW)	5.000	821.334
25	Travere Industries (HAWT TI 5,5 kW)	5.500	947.850
26	Fortis Wind Energy Montana (HAWT 5,6 kW)	5.600	532.560
27	Proven Energy Products Ltd (HAWT Proven WT 6000)	6.000	969.100
28	Ropatec S.p.a (VAWT WRE.060 /6 kW)	6.000	298.500
29	OY Windside Production Ltd (VAWT WS- 8 kW)	8.000	333.896
30	Aircon Gmb H & Co KG (HAWT 10 kW)	10.000	2.335.700
31	Fortis Wind Energy Alize (HAWT 10 kW)	10.000	949.600
32	Gaia-Wind A/S (HAWT 11 kW)	11.000	2.458.600
33	Proven Energy Products Ltd (HAWT Proven WT 15000)	15.000	2.516.100
34	Jonica Impianti (HAWT 20 kW)	20.000	1.680.500
35	Pitchwind System AB (HAWT Pitchwind/30 kW GRID)	30.000	4.511.000

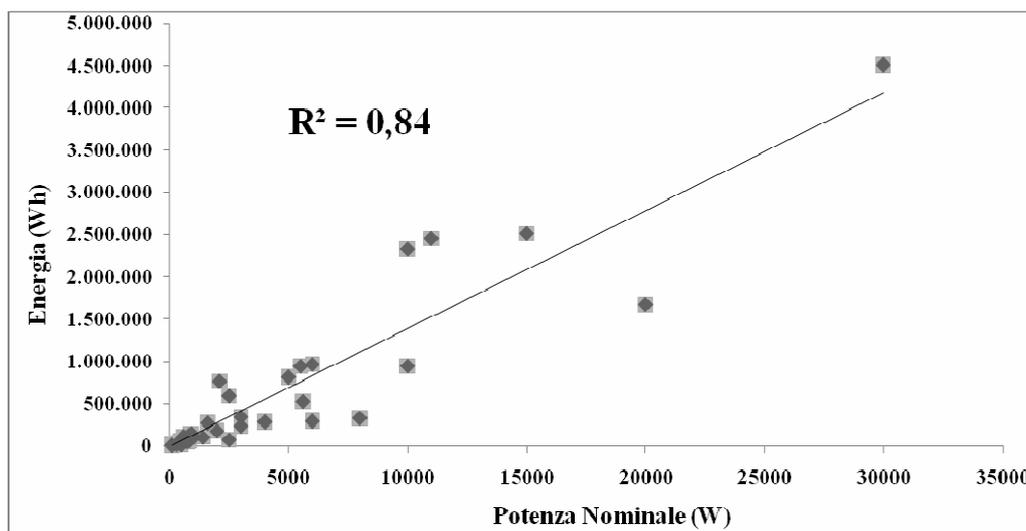


Figura 3. Producibilità energetica teorica (in Wh) delle turbine eoliche per contesti urbani attualmente presenti sul mercato, in funzione della potenza nominale (in W) nel sito in esame.

Conclusioni

Nell'ambito della diversificazione delle fonti di energia e della sicurezza negli approvvigionamenti emerge nelle politiche energetiche regionali una crescente attenzione allo sviluppo dei sistemi di produzione decentrata di energia elettrica, all'interno di un contesto urbano. L'integrazione delle tecnologie di produzione energetica da fonti rinnovabili nei contesti urbani è alimentata anche dalla sensibilità ambientale da parte dei proprietari di immobili, dalla possibilità di scambio sul posto e dagli incentivi, ma si può rivelare anche uno strumento di marketing per gli esercizi commerciali in grado di attirare una particolare clientela sensibile alle problematiche ambientali. Inoltre le nuove politiche regionali di incentivazione tendono a privilegiare le installazioni in zone già fortemente antropizzate come quelle urbane rispetto a quelle in aree agricole. Il microeolico urbano rappresenta un nuovo approccio tecnologico in rapida espansione all'interno di un mercato di nicchia. L'UE favorisce gli investimenti in ricerca e sviluppo da parte di produttori pronti a sviluppare nuovi standard per questa innovativa tecnologia, capace di sfruttare le particolari condizioni orografiche del territorio urbano. Oltre che di nuovi standard la tecnologia microeolica richiede una mappatura del territorio urbano di tipo anemologico con strumenti diversi da quelli tradizionali previsti per le installazioni on shore terrestri ed off-shore marine. Il presente lavoro ha evidenziato i regimi prevalenti di vento di un sito prossimo al mare, con venti prevalenti da Nord ma forti venti da SSW, sfruttabili a fini energetici. Le turbine presenti sul mercato del microeolico urbano presentano una buona correlazione tra potenza nominale e energia producibile sul sito in esame, ma risulta vincente la caratteristica di generare alte potenze alle basse velocità del vento, l'aver bassi cut-in e basse velocità nominali.

Bibliografia

- Bahaj A. S., Myers L., James P. A. B. "Urban energy generation: Influence of micro-wind turbine output on electricity consumption in buildings", *Renewable Energy*, 39, 154-165, 2007.
- Bartolazzi A. "Energia eolica" in "Le energie rinnovabili", cap. 2; Hoepli Editore, Milano; pp 25-88, 2005.
- Beller C., "Urban Wind Energy- State of the Art 2009", Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark, Denmark, 4-43, scaricato dal sito: <http://www.risoe.dtu.dk>, 2010.
- Caffarelli A., de Simone G., Stizza M., D'Amato A., Vergelli V., "Sistemi eolici: progettazione e valutazione economica", Maggioli Editore, Santarcangelo di Romagna, 2009.
- Celik A. N. "Assessing the suitability of wind speed probability distribution functions based on wind power density", *Renewable Energy*, 28, 1563-1574, 2003.
- Commissione Europea, "Catalogue of European Urban WindTurbine Manufacturers", Intelligent Energy- Europe Programme scaricato dal sito: http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE_V2.pdf, 2009.
- Dayan E. "Wind Energy in Buildings", *Refocus*, Marzo/Aprile, 33-38, 2006.
- Dipartimento politiche Comunitarie della Presidenza del Consiglio dei Ministri. "Energia: temi e sfide per l'Europa e per l'Italia. Position Paper del Governo italiano- Bozza - 10 settembre 2007" scaricato dal sito: <http://www.politichecomunitarie.it/comunicazione/15403/ue-ed-energie-rinnovabili-la-posizione-italiana,2009>.

- Dosset Izaguirre P., “Urban Wind Power Installation of an Urban Wind Power turbine in Polhemsskolan in Gävle”, Department of Technology and Built Environment, University of Gävle, 1-73, 2008.
- Enatek, 2011: <http://www.enatek.it/>
- Friedman P. D. “Evaluating economic uncertainty of municipal wind turbine project”, *Renewable Energy*, 35, 484-489, 2010.
- Garcia A., Torres J.L., Prieto E., De Francisco A., “Fitting wind speed distributions : a case study”, *Solar Energy*, 62,139-144,1998.
- Justin D.K. Bishop, Gehan A.J. Amaratunga. “Evaluation of small wind turbines in distributed arrangement as sustainable wind energy option for Barbados”, *Energy Conversion and Management*, 49, 1652–1661, 2008.
- Laforgia D., Trevisi A.S., Ruggiero F. “Fonti energetiche rinnovabili e applicazioni nel residenziale” in “Efficienza energetica in edilizia” cap. V; Maggioli Editore, Santarcangelo di Romagna (RN); 205-276, 2007.
- Legge 1 Giugno 2002, n. 120. Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997, pubblicato sulla G.U. n. 142 del 19-6-2002 - Supplemento Ordinario n.129.
- Mithraratne N. “Roof-top wind turbines for microgeneration in urban houses in New Zealand”, *Energy and Buildings*, 41:1013-1018, 2009.
- Pashardes S., Christofides C. “Statistical analysis of wind speed and direction in Cyprus”, *Solar Energy*, 5, 405-414, 1995.
- Pinson P., Nielsen H. A., Madsen H., Nielsen T. S. “Local linear regression with adaptive orthogonal fitting for the wind power application”, *Statistics and Computing*, 18, 59-71, 2008.
- Parlamento Europeo e Consiglio Europeo “Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE” scaricato dal sito: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:it:PDF>, 2011.
- Peacock A. D., Jenkins D., Ahadzi M., Berry A., Turan S. “Micro wind turbines in the UK domestic sector”, *Renewable Energy*, 40, 1324-1333, 2008.
- Peinke J., Anahua E., Barth St., Gontier H., Schaffarczyk A.P., Kleinhans D., Friedrich R. “Turbulence a Challenging Issue for the Wind Energy Conversion”, *EWEC*, 1-7, 2008.
- Stankovic S., Campbell N., Harries A., “Urban Wind Energy”; Earthscan, London, 2009.
- Tornese L., de Risi A., Laforgia D., “Atlante eolico della Regione Puglia”, CREA – Centro Ricerca Energia Ambiente; Università del Salento, 1-366, 2008.

Summary

ANEMOLOGICAL CHARACTERIZATION OF THE II FACULTY OF ECONOMICS IN TARANTO AND EVALUATION OF THE URBAN WIND ENERGY POTENTIAL

Within the framework of EU, security of energy supply, reducing energy costs for firms and citizens and the diffusion of alternative sources of energy are priority goals to improve environmental protection and sustainable development. In this light, the urban wind technology represents a new approach for the exploitation of this renewable resource, that is currently expanding but it represents still a niche market. This technology, for the differences in approach from the classical wind technology, requires a special analysis to characterize low speed winds and an improved research design to maximize energy yield at low wind speed. In the present work the analysis of wind resource in the site of the II Faculty of Economics, University of Bari, Taranto, Aldo Moro was carried out.

By processing the data collected from a unit located on the roof of the Faculty we were able to identify the main regimes of wind and prevalent directions, theoretical energy yield on the basis of technical data of urban wind turbines currently on the market. The results show that to maximize energy yield is necessary to take into account a variety of factors including: the technology used, the rated power, the characteristics of the power curve. The best performance is obtained from turbines that can produce high power at low wind regimes, regardless of power rating, a winning design feature but not yet widely available in today's market as manufacturers have concentrated their efforts in the manufacture of turbines not specifically created for urban use.

SVILUPPO E SOSTENIBILITA' NEL SETTORE DEI BIOCOMBUSTIBILI

GIOVANNI LAGIOIA, GIGLIOLA CAMAGGIO, VERA AMICARELLI,
ANNARITA PAIANO, LEONARDA LOBEFARO

Dipartimento di Scienze Geografiche e Merceologiche, Università degli Studi di Bari Aldo Moro
Via C. Rosalba 53, 70124, Bari
e-mail: v.amicarelli@dgm.uniba.it

Riassunto

Gli attuali sistemi energetici non solo esercitano pressioni sulle risorse ormai in via di esaurimento ma comportano anche un incremento delle emissioni di gas climalteranti.

Dopo lo sviluppo dei biocarburanti di prima e seconda generazione e la considerazione delle diverse problematiche associate alla loro produzione, l'attenzione è ora rivolta verso le tecnologie di terza generazione, che utilizzano le microalghe (caratterizzate da un elevato contenuto lipidico, una maggiore resa in olio e in biodiesel, un minor fabbisogno di suolo) come materie prime.

Trattasi di tecnologie sviluppate solo in impianti pilota (in vasche o fotobioreattori), con elevati costi di investimento, ma si prevede che nel lungo termine, attraverso lo sviluppo dell'ingegneria genetica, la produzione congiunta di altri co-prodotti (prodotti farmaceutici e nutraceutici, additivi per mangimi animali, bioplastiche, ecc.) e l'integrazione con altri processi (quali il recupero dei gas di scarico e il trattamento delle acque reflue), la produzione di biodiesel da microalghe, oltre che sostenibile, potrebbe diventare una soluzione economicamente fattibile.

Introduzione

Come largamente riconosciuto, gli attuali sistemi energetici comportano non solo pressioni sulle risorse ormai in via di esaurimento ma anche un incremento delle emissioni di gas climalteranti, in particolare CO₂.

Si prevede che lo sviluppo di economie emergenti, come quella indiana e cinese, porterà ad un incremento del consumo mondiale di energia con il conseguente aumento degli impatti ambientali (aumento della concentrazione di CO₂ nell'atmosfera, acidificazione delle acque, perdita della biodiversità, ecc.).

È stato stimato che il superamento del limite di 450 ppm per quanto riguarda la concentrazione di CO₂ nell'atmosfera significherebbe oltrepassare il punto di non ritorno dell'inquinamento globale e i cambiamenti ambientali sarebbero irreversibili. È crescente quindi la convinzione di dover interrompere l'impiego dei combustibili fossili prima ancora dell'esaurimento dei giacimenti (Hansen J. et al. 2008; Rockström J. et al. 2009). Se si considera che la combustione dei carburanti fossili comporta il rilascio in atmosfera di circa il 60%, pari a circa 18 miliardi di t, nel 2009 delle emissioni totali di CO₂ e che il loro contributo al soddisfacimento della domanda di energia è più dell'80% (circa 10 Mtep nel 2009), è evidente la necessità di adottare modelli energetici con un minor consumo di combustibili fossili o modelli economici a bassa emissione di carbonio (EIA 2011; IEA 2011; ITF 2010). Gli strumenti per consentire il soddisfacimento della crescente domanda di energia e allo stesso tempo una mitigazione dei cambiamenti climatici sono: il risparmio energetico, il miglioramento dell'efficienza energetica, la cattura e l'immagazzinamento della CO₂ e l'impiego di fonti energetiche rinnovabili.

In particolare la promozione e lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili consentono di migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti e la stabilità economica, riducendo le emissioni di CO₂. Tra i diversi settori energetici, la produzione di carburanti presenta delle criticità a causa dell'elevata dipendenza dalle fonti fossili; sarebbe quindi opportuno realizzare una graduale sostituzione dei combustibili fossili con i biocombustibili. Dopo lo sviluppo di biocarburanti di prima e seconda generazione e la considerazione delle diverse problematiche associate alla loro produzione, l'attenzione è ora rivolta verso le tecnologie di terza generazione che utilizzano le microalghe come materie prime (Amin S. 2009; Chisti Y. 2007; Lagioia G. et al. 2011; Mata TM. et al. 2010).

Le microalghe sono microrganismi presenti in tutti gli ecosistemi della terra, in grado di adattarsi a diverse condizioni ambientali. Grazie alla presenza di clorofilla, esse assorbono la luce del sole e assimilano la CO₂ dall'aria e i nutrienti dagli habitat acquatici per poi produrre lipidi, proteine e carboidrati.

Dalla successiva trasformazione di queste molecole è possibile ottenere diversi prodotti che trovano diversa collocazione sul mercato: biocarburanti (bioetanolo, biodiesel, bio-olio), prodotti farmaceutici, alimenti e

mangimi. Bisogna comunque sottolineare che attualmente la produzione di microalghe per fini energetici avviene in impianti pilota (in vasche da 10 m fino ad impianti da 2 ha), mentre la produzione di alghe da destinare ai settori di nicchia (alimenti salutistici e dietetici, prodotti farmaceutici, cosmetici) è pari a una decina di migliaia di tonnellate annue (Lagioia G. et al. 2011; Nigam PS, Singh A. 2010; Thurmond W. 2011).

Nel presente lavoro, dopo un esame di quelle che sono le principali tecnologie di crescita e raccolta delle alghe e di trasformazione dell'olio estratto in biodiesel, si è elaborato un bilancio di massa relativo alla produzione di biodiesel dalle alghe. Si è infine analizzato l'attuale mercato delle alghe e dei co-prodotti ottenuti dalla loro trasformazione.

La produzione di biodiesel dalle microalghe

Il processo produttivo

Il termine *alghe* comprende le macroalghe (alghe marine) e un vasto e diversificato gruppo di microrganismi conosciuti come microalghe. Poiché la resa in olio delle macroalghe è attualmente meno vantaggiosa, in questo studio si farà riferimento alle microalghe. Questi microrganismi fotosintetici, grazie alla loro semplice struttura, sono in grado di crescere rapidamente e vivere in diverse condizioni ambientali, sia acquatiche che sub-areali. Esistono più di 50.000 specie di microalghe, raggruppabili in procariote (Cyanobacteria), eucariote (Chlorophyta) e diatomee (Bacillariopyta), caratterizzate da un diverso contenuto lipidico che varia dal 20 al 70% (in determinate condizioni alcune specie possono raggiungere anche il 90%).

Per quanto riguarda la resa in olio, le microalghe mostrano valori più elevati rispetto alle altre colture oleaginose (circa 59.000-137.000 L/ha, a seconda del contenuto lipidico). Dalla *tab. 1*, che mette a confronto le efficienze di produzione e di uso del suolo per il biodiesel prodotto dalle microalghe e da altre colture oleaginose, risulta infatti evidente che le microalghe sono le più vantaggiose sia in termini di rendimento in olio che per l'elevata produttività in biodiesel (da 52.000 a 120.000 kg di biodiesel/ha) e allo stesso tempo richiedono una minore estensione di suolo (anche 49-132 volte minore di quella richiesta dalla coltivazione del colza e della soia).

Tabella 1 – Confronto tra le microalghe e le altre colture oleaginose per la produzione di biodiesel

<i>Materia prima</i>	<i>Contenuto lipidico (% olii/s.s.)</i>	<i>Rendimento in olio (L olio/ha)</i>	<i>Suolo utilizzato (m²/kg biodiesel)</i>	<i>Produttività del biodiesel (kg biodiesel/ha)</i>
Mais	44	172	66	152
Soia	18	446-636	18	562
Jatropha	28	741-1.892	15	656
Camelina	42	915	12	809
Colza	41	974	12	946
Girasole	40	1.070	11	1.156
Olio di palma	36	5.366-5.950	2	4.747
Microalghe (basso contenuto in olio)	30	58.700	0,2	51.927
Microalghe (medio contenuto in olio)	50	97.800	0,1	86.515
Microalghe (elevato contenuto in olio)	70	136.900	0,1	121.104

Fonti: (elaborazione propria dati Chisti Y. 2007; Demirbas A, Demirbas MF. 2011; Lagioia G. et al. 2011; Mata TM. et al. 2010)

Tutti gli esistenti processi di produzione del biodiesel da microalghe comprendono una unità di produzione per la coltivazione della biomassa, una fase di separazione delle cellule dai substrati di coltivazione e una di estrazione dei lipidi; le successive fasi, invece, sono simili a quelle utilizzate per produrre biodiesel da altre materie prime.

Per la *coltivazione delle alghe* elementi vitali per la crescita sono la luce, l'acqua, l'anidride carbonica e alcuni nutrienti come azoto (N), fosforo (P) e potassio (K); anche la silice e il ferro, ed altri elementi in traccia, sono importanti in quanto la loro carenza può limitarne lo sviluppo. È inoltre necessario raggiungere il giusto equilibrio tra i diversi parametri, quali l'ossigeno, la CO₂, il pH, l'intensità della luce, la rimozione dei prodotti e sottoprodotti. In presenza di condizioni climatiche favorevoli e nutrienti a sufficienza, le microalghe di solito raddoppiano la propria biomassa in 24 h (3,5 h nella fase di crescita esponenziale), per

cui hanno un ciclo di raccolta molto breve (1-10 giorni) (Chisti Y. 2007; Lagioia G. et al. 2011; Mata TM. et al. 2010; Nigam PS, Singh A. 2010; Pfromm PH. et al. 2011; Thurmond W. 2011).

La crescita delle alghe è influenzata da diversi fattori (*tab. 2*):

- abiotici (luce, temperatura, concentrazione dei nutrienti, ossigeno, anidride carbonica, pH, salinità, presenza di sostanze chimiche tossiche);
- biotici (patogeni come batteri, funghi e virus, competizione con altre alghe);
- operativi (profondità, frequenza della raccolta, aggiunta di bicarbonato).

Tabella 2 – I principali fattori che influenzano la crescita delle alghe

Specie di alghe	Influenza il tipo di prodotto che si vuole produrre; per la produzione del biodiesel si preferiscono le alghe con un più elevato contenuto in olio e un più veloce tasso di crescita.
Aerazione e CO ₂	Le alghe necessitano di aerazione per fissare la CO ₂ e crescere; si potrebbe utilizzare una fonte secondaria di CO ₂ , come i gas di scarico delle centrali elettriche.
Nutrienti	La composizione del suolo e/o dell'acqua influenza il tasso di crescita delle alghe; l'impiego di acque reflue, con elevata concentrazione di azoto, stimolerebbe la crescita delle alghe.
Luce	Di solito per la fotosintesi si impiega la luce solare; sono però in corso di sperimentazione alcuni impianti, più costosi, che impiegano fonti luminose artificiali per la crescita al buio.
Livello pH	La crescita ottimale delle alghe necessita un pH tra 7 e 9, valore che può essere influenzato dalla quantità di CO ₂ e dei nutrienti.
Miscelazione	Affinché tutte le cellule delle alghe siano ugualmente esposte alla luce e per evitare la sedimentazione è necessaria la loro miscelazione.
Temperatura	Alcune specie di alghe richiedono temperature miti durante la crescita (20-30 °C).

Fonti: (elaborazione propria dati Chisti Y. 2007; Lagioia G. et al. 2011; Thurmond W. 2011)

In termini economici, la produzione di biomassa algale è generalmente più onerosa rispetto alla coltivazione delle altre colture oleaginose.

A seconda delle specie di microalghe, delle condizioni ambientali e della disponibilità di nutrienti, le microalghe possono essere coltivate in sistemi aperti (vasche) o chiusi (fotobioreattori). Le vasche possono essere di tipo raceway, circolari con braccio rotante ed inclinate. Quelle raceway sono costituite da un canale a circuito chiuso di ricircolo profondo circa 0,3 m (di solito costruito in cemento e rivestito di plastica bianca) e una ruota a pale per la miscelazione e la circolazione.

I sistemi aperti sono meno costosi da costruire, hanno una durata più lunga e una maggiore capacità produttiva rispetto ai sistemi chiusi, anche se occupano una superficie maggiore. Rispetto ai sistemi chiusi, però, le vasche presentano un maggior fabbisogno di energia (per omogeneizzare i nutrienti) e di acqua (almeno 150 L/m²); inoltre sono più suscettibili alle condizioni ambientali (uno dei fattori limitanti è la variabilità della temperatura dell'acqua, dell'evaporazione e dell'illuminazione) e alla contaminazione da parte di altre microalghe indesiderate, lieviti, funghi, muffe e batteri (Amin S. 2009; Chisti Y. 2007; Mata TM. et al. 2010; Schenk PM. et al. 2008; Thurmond W. 2011). Attualmente il 98% della produzione mondiale di alghe (circa 10.000 t nel 2010) è prodotta con le vasche (Thurmond W. 2011).

I fotobioreattori possono essere piatti o tubolari, orizzontali, verticali, inclinati o a spirale. Un fotobioreattore tubolare è costituito da una serie di tubi dritti e trasparenti, di plastica o vetro, del diametro non superiore a 0,1 m e della lunghezza inferiore agli 80 m, nei quali viene catturata la luce solare. Per consentire il maggior immagazzinamento di energia solare, solitamente i tubi sono disposti parallelamente uno all'altro con orientamento nord-sud e la superficie sotto il collettore è rivestita di plastica bianca per aumentare la riflettanza. I fotobioreattori consentono di avere un miglior controllo delle condizioni e dei parametri di crescita della coltura (pH, temperatura, ossigeno, CO₂), minori perdite di anidride carbonica, una maggiore densità delle microalghe e produttività volumetrica oltre ad una riduzione della contaminazione da parte di altri microrganismi. Le principali limitazioni riguardano invece il surriscaldamento, l'accumulo di ossigeno¹, gli elevati costi di costruzione e funzionamento dell'impianto. I costi di investimento per i fotobioreattori, infatti, sono maggiori delle vasche, soprattutto se si utilizzano i tubi in policarbonato (circa 5-12 milioni \$/ha per i fotobioreattori con tubi in polipropilene e 12-25 milioni \$/ha per i fotobioreattori con tubi in policarbonato contro i 0,5-2,5 milioni \$/ha per le vasche) (Amin S. 2009; Chisti Y. 2007; Mata TM. et al. 2010; Schenk PM. et al. 2008; Thurmond W. 2011).

1) Con una elevata irradiazione la quantità di ossigeno prodotta in un fotobioreattore tubolare è pari a circa 10 g/m³/min. Un livello di ossigeno maggiore del limite di saturazione dell'aria inibisce la fotosintesi e, combinato con una intensa irradiazione, può danneggiare le cellule delle alghe. Pertanto i fotobioreattori devono essere periodicamente puliti attraverso il passaggio della biomassa in una colonna di degassazione (Chisti Y. 2007).

La comparazione dei due sistemi di coltura (*tab. 3*) non è semplice in quanto ci sono diversi parametri da considerare. In genere si valutano la produttività volumetrica (produttività per unità di volume del reattore), la produttività areale (produttività per unità di superficie occupata dal reattore) e la resa in olio. I sistemi chiusi sono migliori delle vasche per la produttività volumetrica (8-13 volte maggiore). Inoltre la biomassa raccolta con i fotobioreattori costa meno di quella recuperata nelle vasche in quanto raggiunge una concentrazione maggiore di circa 16-30 volte (Chisti Y. 2007; Mata TM. et al. 2010). Ciononostante i costi totali di produzione e di gestione sono minori per le vasche (Thurmond W. 2011).

Tabella 3 – Confronto tra vasche raceway e fotobioreattori

	<i>Impianto con vasche raceway</i>	<i>Impianto con fotobioreattori</i>
Produzione annua di biomassa (kg)	100.000	100.000
Produttività volumetrica (kg/m ³ /g)	~ 0,12	> 1,5
Produttività areale (kg/m ² /g)	0,035	0,048
Concentrazione della biomassa nel brodo di coltura (kg/m ³)	0,14	4
Superficie necessaria (ha)	> 0,75	> 0,55
Resa in olio (L/ha)	99.400 * / 42.600 °	136.900 * / 58.700 °
Consumo annuo di CO ₂ (kg)	183.333	183.333
Tipologia di sistema	vasca: 978 m ² (12 m x 82 m) 0,30 m profondità	unità: 132 tubi paralleli, ciascuno di 80 m di lunghezza x 0,06 m di diametro
Numero di unità	8	6
Rapporto area/volume	Basso	Alto
Densità della popolazione algale	Bassa	Alta
Produttività	Bassa	Maggiore
Concentrazione della biomassa	Minore	Maggiore
Rischio di contaminazione	Alto	Ridotto
Controllo della contaminazione	Difficile	Facile
Controllo delle specie	Difficile	Facile
Controllo del processo	Difficile	Facile
Controllo della temperatura	Difficile	Più uniforme
Efficienza di utilizzazione della luce	Scarsa	Elevata
Perdita di acqua	Molto alta	Bassa
Perdita CO ₂	Alta	Bassa
Pulizia degli impianti	Non richiesta	Richiesta
Investimenti	0,5-2,5 x 10 ⁶ \$/ha	5-12 x 10 ⁶ \$/ha se tubi in polipropilene 12-25 x 10 ⁶ \$/ha se tubi in policarbonato
Costi operativi	Bassi	Elevati

* per biomassa con contenuto in olio del 70%

° per biomassa con contenuto in olio del 30%

Fonte: (elaborazione propria dati Chisti Y. 2007; Mata TM. et al. 2010; Thurmond W. 2011; Weyer KM. et al. 2010)

La *raccolta* delle alghe, che consiste nella rimozione di grandi quantità di acqua per aumentare la concentrazione della biomassa, può essere condotta in diversi modi (processi fisici, chimici, biologici) a seconda della dimensione delle alghe. I principali metodi di raccolta sono la sedimentazione, la centrifugazione, la filtrazione e l'ultra-filtrazione, a volte accompagnata da una fase di flocculazione (con allume e cloruro ferrico) e/o flottazione (Amin S. 2009; Chisti Y. 2007; Mata TM. et al. 2010; Thurmond W. 2011). La sedimentazione è di solito la prima fase della raccolta e utilizza la gravità per separare le alghe dall'acqua. La filtrazione è utilizzata per le microalghe più grandi, come la *Coelastrum proboscideum* e la *S. platensis*, ma non è adatta per le microalghe di piccole dimensioni come la *Scenedesmus*, la *Dunaliella* o la *Clorella*, per le quali si utilizza la micro-filtrazione a membrana o l'ultra filtrazione (più costosa per la sostituzione delle membrane e il pompaggio). La centrifugazione consente di *concentrare* rapidamente ogni tipo di microrganismo e, nonostante gli elevati costi operativi (0,6 \$/L) e il consumo energetico (3 kWh/L), è la tecnologia più utilizzata; il principale problema è però l'efficienza a causa della bassa concentrazione (1-4 g/L) (Lagioia G. et al. 2011; Mata TM. et al. 2010; Schenk PM. et al. 2008; Thurmond W. 2011). Dopo la deidratazione della biomassa prodotta segue la rottura delle cellule con metodi meccanici (frantumazione, omogeneizzazione, ultrasuoni) o non (solventi organici, shock osmotici, reazioni acide-basiche o

enzimatiche) per l'estrazione dell'olio. Anche questi metodi differiscono per l'efficienza e i costi. Gli ultrasuoni o le microne, attualmente allo studio, potrebbero incrementare l'efficienza di estrazione dell'olio e il rendimento del 50-500% (Mata TM. et al. 2010; Thurmond W. 2011). L'olio estratto dalle microalghe è diverso dagli altri oli vegetali (tab. 4) in quanto abbastanza ricco di acidi grassi polinsaturi, con 4 o più doppi legami, che sono suscettibili di ossidazione durante l'immagazzinamento; ciò ne rende necessaria una parziale idrogenazione catalitica prima della conversione in biodiesel (Chisti Y. 2007; Dinh LTT. et al. 2009; Mata TM. et al. 2010).

Tabella 4 – Caratteristiche merceologiche del biodiesel prodotto da microalghe e da altre colture oleaginose e del biodiesel

Proprietà	Biodiesel da alghe	Biodiesel da soia	Biodiesel da colza	Biodiesel da girasole	Diesel
Densità (kg/L)	0,864	0,884	0,882	0,860	0,838
Viscosità (mm ² /s, cSt a 40 °C)	5,2	4	4,83	4,6	1,9-4,1
Flash point (°C)	115	131/178	155/180	183	75
Punto di solidificazione (°C)	-12	-4	-10,8	-7	-50/+10
Punto di intorbidamento (°C)	2	1	-4/-2	1	-17
Numero di cetano	52	45/51	53/56	49	40-55
PCI (MJ/kg)	41	37,8	37,2	38,9	42

Fonti: (elaborazione propria dati Amin S. 2009; Canakci M, Sanli H. 2008; Cencič V. et al. 2007; Dinh LTT. et al. 2009; Fukuda H. et al. 2001; Yamane K. et al. 2001).

Con la transesterificazione i trigliceridi sono convertiti prima in digliceridi e monogliceridi e poi in esteri (biodiesel) e glicerolo (sottoprodotto) con l'impiego di un reagente (metanolo) e un catalizzatore (NaOH) (Mata TM., et al. 2010). Nella fig. 1 è riportato un primo bilancio materiale ed energetico per la produzione di 1 kg di biodiesel da alghe. Il completamento del flowchart è tutt'ora in corso e sarà oggetto di ulteriori ricerche e studi.

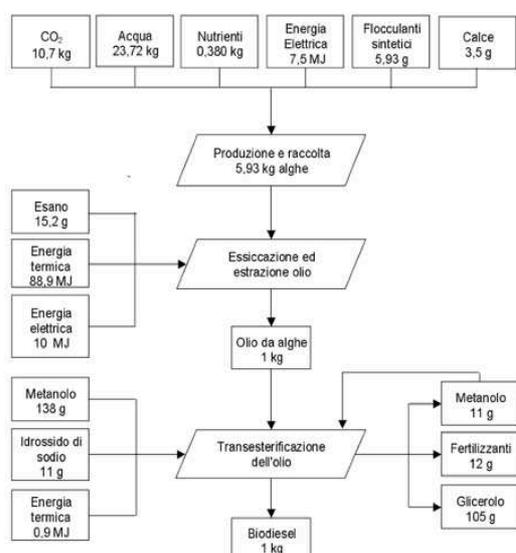


Figura 1 Bilancio di Materia e di Energia del ciclo di produzione di 1 kg di bioetanolo da alghe
Fonte: (elaborazione propria dati Lardon L. et al. 2009; Tickell J. et al. 2003)

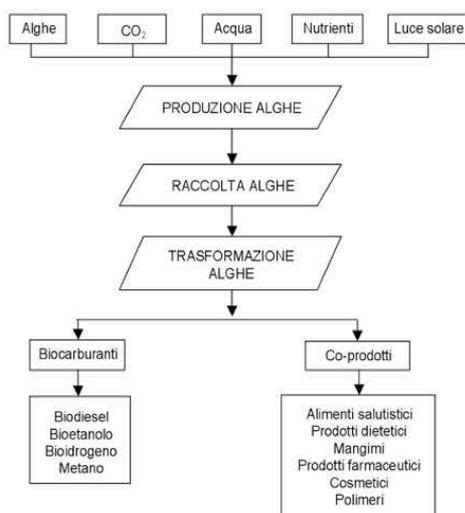


Figura 2 Processo integrato di trasformazione della biomassa algale
Fonte: (elaborazione propria)

Oltre all'olio, le microalghe contengono carboidrati (8-64% s.s.) e proteine (6-71% s.s.) per cui possono essere impiegate come materie prime per la produzione congiunta di altre merci (co-prodotti) (fig. 2) da destinare a diversi mercati: da quelli farmaceutici e nutraceutici di elevato valore (mercati di nicchia) ai mercati degli additivi per i mangimi animali, delle bioplastiche e della generazione elettrica (prodotti di medio-alto valore) ai più grandi mercati degli oli vegetali da impiegare per la produzione di biodiesel. Vi sono anche diversi impieghi delle alghe nel campo della sanità (costituiscono materie prime per la produzione di farmaci per la cura di diverse patologie, quali colesterolo, osteoporosi, stress, cancro,

invecchiamento delle cellule) (Chisti Y. 2007; Lagioia G. et al. 2011; Mata TM. et al. 2010; Thurmond W. 2011).

Aspetti economici

La produzione di biodiesel dalle alghe non è ancora competitiva con i carburanti tradizionali. In media la produzione di 1 kg di microalghe costa circa 2,95 \$ o 3,80 \$², a seconda che si utilizzino i fotobioreattori o le vasche raceway e assumendo che la CO₂ sia disponibile a costo zero. Si prevede però che, grazie alle economie di scala, con una capacità annua di 10.000 t il costo di produzione si ridurrebbe rispettivamente a 0,47 \$/kg e 0,60 \$/kg. Sono tuttavia necessari miglioramenti tecnologici, soprattutto nella fase di raccolta della biomassa, che incide per il 20-30% sul costo totale di produzione delle microalghe (Chisti Y. 2007; Demirbas A, Demirbas MF. 2011). I costi di produzione del biodiesel da alghe, in un impianto pilota, sono stimati pari a 2,4-4,5 \$/L per le vasche e 5,2-10 \$/L per i fotobioreattori, ma nel lungo termine si prevede una loro riduzione (0,4 \$/L) in seguito ad una produzione su scala commerciale (Thurmond W. 2011).

Ulteriori fattori che possono contribuire a rendere i costi del biodiesel da alghe più competitivi sono lo sviluppo di bioraffinerie, l'ingegneria genetica e i miglioramenti tecnologici.

Una bioraffineria può produrre simultaneamente biodiesel dagli oli e mangimi, biogas, energia elettrica dalla biomassa che residua dal processo produttivo. Inoltre bisogna considerare che, come già ricordato, oltre agli oli, la biomassa algale contiene significative quantità di proteine, carboidrati e altri nutrienti che possono essere impiegati per produrre diversi prodotti che, collocati su mercati diversi, costituiscono altre fonti di reddito. La valorizzazione di questi co-prodotti di medio-alto valore economico (da diverse centinaia a qualche migliaia di \$/kg) consentirebbe di ridurre notevolmente il costo di produzione del biodiesel. Si prevede che nel 2015 i prodotti ricavati dalle microalghe potrebbero avere un mercato potenziale a livello mondiale dell'ordine di 25-50 miliardi di \$, dominato dalla produzione di biodiesel (50%), dall'assorbimento della CO₂ e dalla produzione di integratori alimentari (Alabi AO. et al. 2009).

L'ingegneria genetica può contribuire alla riduzione dei costi attraverso l'incremento dell'efficienza fotosintetica e quindi del rendimento della biomassa, il miglioramento del tasso di crescita della stessa, l'aumento del contenuto in olio, il miglioramento della tolleranza alla temperatura, l'eliminazione della suscettibilità alla foto-ossidazione che danneggia le cellule (Chisti Y. 2007; Nigam PS, Singh A. 2010). Infine la produzione di biodiesel da microalghe può essere più sostenibile dal punto di vista ambientale e conveniente dal punto di vista economico se è combinata ad altri processi come il recupero dei gas di scarico e il trattamento delle acque reflue. I gas di scarico derivanti dagli impianti di generazione elettrica stimati, sono responsabili per più del 35% (più di 10 miliardi di t nel 2010) delle emissioni totali di CO₂ generate dai processi di produzione dell'energia. Tuttavia, contenendo fino al 15% di CO₂, rappresentano una fonte economica di anidride carbonica per la coltivazione delle microalghe, in particolare di quelle che ne tollerano elevati livelli (Chlorococccum littorale, ecc.) (Amin S. 2009; Dinh LTT. et al. 2009; EC, 2007; Mata TM. et al. 2010; Nigam PS, Schenk PM. et al. 2008; Singh A. 2010;). In media per produrre 1 t di microalghe sono necessarie circa 180 t di CO₂ (Chisti Y. 2007; Lagioia G. et al. 2011). Le alghe possono essere utilizzate anche per il trattamento delle acque reflue, in particolare per la rimozione di azoto e fosforo dagli effluenti, con la conseguente riduzione dell'impiego di acqua dolce e dell'eutrofizzazione dell'ambiente marino. Le alghe a questo scopo maggiormente utilizzate sono lo *C. vulgaris*, la *Chlorella*, la *Spirulina* (Amin S. 2009; Chisti Y. 2007; Dinh LTT. et al. 2009; Mata TM. et al. 2010). Rispetto alle altre colture oleaginose impiegate per la produzione di biodiesel, la coltivazione delle alghe risulta quindi più vantaggiosa in termini di impatto ambientale (*tab. 5*), in quanto comporta minori emissioni di CO₂ in atmosfera, un minor impiego di acqua e l'occupazione di una minore superficie; tuttavia i costi di produzione del biodiesel da microalghe (2,4-4,5 \$/L per le vasche e 5,2-10 \$/L per i fotobioreattori) non sono ancora competitivi con quelli del diesel fossile (1 \$/L).

Tabella 5 – Emissioni di gas climalteranti, impieghi di acqua e terra, costi totali di produzione del biodiesel da diverse materie prime

<i>Materia prima</i>	<i>Emissioni di CO₂</i>	<i>Impiego di acqua</i>	<i>Superficie necessaria per soddisfare la domanda mondiale di petrolio)</i>
	<i>(gCO₂eq/MJ)</i>	<i>(g/m²/g)</i>	<i>(10⁶ ha)</i>
Jatropha	56,7	3.000	2.600
Alga	3	16	50-400

2) I costi di produzione delle microalghe variano a seconda della radiazione solare (e quindi del luogo di localizzazione dell'impianto), della specie coltivata, dei sistemi di coltivazione adottati, del costo dell'energia e dei fertilizzanti (Chisti Y. 2007).

Olio di palma	138,7	5.500	820
Colza	78,1	1.370	4.100
Soia	90,7	530	10.900

Fonte: (elaborazione propria dati Dinh LTT. et al. 2009; Smith VH. et al. 2009)

Conclusioni

I biocarburanti rappresentano una delle possibili opzioni per consentire il soddisfacimento della crescente domanda di energia in un modello di sviluppo economico sostenibile. Tuttavia la loro produzione allo stato attuale non è riuscita a soddisfare tutti i requisiti necessari (facilità, economicità, eco compatibilità, eticità) per renderli realmente concorrenziali con i carburanti fossili. Infatti la ricerca e le innovazioni in questo campo non si fermano, tanto è vero che si sperimentano tecnologie di terza generazione dopo che la prima e la seconda hanno mostrato tutti i loro limiti. In particolare quelli di prima generazione, basati sulla trasformazione di colture alimentari, rispetto a tutto il ciclo di vita non sono efficienti dal punto di vista energetico (l'input di energia è frequentemente maggiore del valore energetico dei biocombustibili prodotti), non presentano un saldo positivo della CO₂ (CO₂ fissata durante la fase agricola rapportata alla CO₂ emessa) e sono fortemente in competizione con il settore alimentare in termini di quantità di derrate agricole e terreni sottratti alla produzione di alimenti. I biocombustibili di seconda generazione, prodotti da residui e scarti agroalimentari, superano il conflitto con il settore alimentare ma sono caratterizzati da elevati costi di produzione, attribuibili principalmente agli investimenti, e da un modesto contributo alla riduzione degli impatti ambientali. I biocombustibili di terza generazione, basati sull'utilizzo delle alghe, presentano ottime possibilità di successo. Le alghe, come mostrano i risultati del presente lavoro, sono caratterizzate da un elevato contenuto in olio e da alti rendimenti in biodiesel e non entrano in competizione con la produzione alimentare, nè con i suoli agricoli e le fonti di acqua dolce; anzi, la coltivazione delle alghe nelle zone aride o desertiche potrebbe contribuire allo sviluppo socio-economico di queste aree. Inoltre, come già ricordato, le alghe possono essere impiegate come materie prime per la produzione di diverse merci (omega-3, carotenoidi e altri prodotti bio-chimici) ad elevato valore economico, il cui scarto (l'olio estratto) è materia prima per l'industria del biodiesel attualmente in crisi a causa della scarsa disponibilità di materie prime. Il costo ancora elevato del biodiesel da alghe potrebbe essere sostanzialmente ridotto se si organizzasse una produzione integrata di merci diverse (*fig. 2*) da destinare sia al mercato dei biocombustibili che ad altri mercati emergenti.

Alla fine di quest'analisi appare evidente che nel campo dei biocombustibili di terza generazione l'innovazione presenta ancora un largo margine di azione. In particolare è necessario concentrarsi sull'identificazione e/o sul miglioramento genetico delle specie con maggior contenuto lipidico e con tasso di crescita più elevato allo scopo di effettuare la raccolta giornaliera piuttosto che più volte a settimana. E' necessario, inoltre, migliorare anche i costi e l'efficienza della produzione delle alghe per rendere la produzione di biodiesel di terza generazione sempre più conveniente per le aziende e quindi disponibile nei mercati dei carburanti. Va da sé comunque che un forte contributo all'attenuazione dei problemi ambientali associati alla produzione e uso di energia può derivare dalle azioni di risparmio energetico.

Bibliografia

- Alabi A.O., Tampier M., Bibeau, E., "Microalgae technologies & processes for biofuels/bioenergy production in British Columbia: current technology, suitability and barriers to implementation. Final report to the British Columbia Innovation Council", Seed Science, 2009
- Amin S., "Review on biofuel oil and gas production processes from microalgae", Energy Conversion and Management, 50, 1834-40, 2009
- Canakci M., Sanli H., "Biodiesel production from various feedstock and their effects on the fuel properties", Journal of Industrial Microbiology & Biotechnology, 35, 431-41, 2008
- Cencič V., et al., "I biocarburanti. Le filiere produttive, le tecnologie, i vantaggi ambientali e le prospettive di diffusione", Area Science Park, Trieste, 2007
- Chisti Y., "Biodiesel from microalgae", Biotechnology Advances, 25, 294-306, 2007a
- Demirbas A., Demirbas M.F., "Importance of algae oil as a source of biodiesel", Energy Conversion and Management, 52, 163-70, 2011
- Dinh L.T.T., Guo Y., Mannan M.S., "Sustainability evaluation of biodiesel production using multicriteria decision-making", Environmental Progress & Sustainable Energy, 28, 38-46, 2009
- EC (European Commission), "World energy Technology Outlook – 2050", 2007, disponibile on-line: http://www.globalbioenergy.org/uploads/media/06_EC_-_WETO_H2_2050.pdf, ultimo accesso febbraio 2011

- EIA (U.S. Energy Information Administration), "International Energy Statistics – CO₂ Emissions", EIA, 2011, disponibili on-line: <http://www.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=90&pid=44&aid=8>, ultimo accesso 30 aprile 2011
- Fukuda H., Kondo A., Noda H., "Biodiesel Fuel Production by Transesterification of Oils", *Journal of Bioscience and Bioengineering*, 92 (5), 405-16, 2001
- Hansen J., Sato M., Kharecha P., Beerling D., Berner R., Masson-Delmotte V., Pagani M., Raymo M., Royer D.L., Zachos J.C., "Target Atmospheric CO₂: Where should humanity aim?", *The Open Atmospheric Science Journal*, 2, 217-31, 2008
- IEA (International Energy Agency), "Key World Energy Statistics", 2010, disponibili on line: http://www.iea.org/textbase/nppd/free/2010/key_stats_2010.pdf, ultimo accesso marzo 2011
- ITF (International Transport Forum), "Reducing transport greenhouse gas emissions: trends & Data 2010", disponibile on-line: <http://www.internationaltransportforum.org/Pub/pdf/10GHGTrends.pdf>, ultimo accesso gennaio 2011
- Lagioia G., Amicarelli V., Calabrò G., "Environmentally innovation in the fuel sector: the role of biofuel from algae", in corso di pubblicazione, 2011
- Lardon L., Hélias A., Sialve B., Steyer J.P., Bernard O., "Life-Cycle Assessment of biodiesel production from microalgae", *Environmental Science & Technology*, 43, 6475-81, 2009
- Mata T.M., Martins A.A., Caetano N.S., "Microalgae for biodiesel production and other applications: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 217-32, 2010
- Nigam P.S., Singh A., "Production of liquid biofuels from renewable resources", *Progress in Energy and Combustion Science*, 37, 52-68, 2010
- Pfromm P.H., Amanor-Boadu V., Nelson R., "Sustainability of algae derived biodiesel: A mass balance approach", *Bioresource Technology*, 102, 1185-93, 2011
- Rockström J., Steffen W., Noone K., Persson Å., Chapin F.S.III, Lambin E., Lenton T.M., Scheffer M., Folke C., Schellnhuber H.J., Nykvist B., de Wit C.A., Hughes T., van der Leeuw S., Rodhe H., Sörlin S., Snyder P.K., Costanza R., Svedin U., Falkenmark M., Karlberg L., Corell R.W., Fabry V.J., Hansen J., Walker B., Liverman D., Richardson K., Crutzen P., Foley J., "Planetary Boundaries: Exploring the Safe Operating Space for Humanity", *Ecology and Society*, 14, art. 32, 2009
- Schenk P.M., Thomas S.R., Stephens E., Marx U.C., Mussgnug J.H., Posten C., Kruse O., Hankamer B., "Second generation biofuels: High-efficiency Microalgae for biodiesel production", *Bioenergy Research*, 1, 20-43, 2008
- Smith V.H., Sturm B.S.M., deNoyelles F.J., Billings S.A., "The ecology of algal biodiesel production", *Trends in Ecology and Evolution*, 25, 301-9, 2009
- Thurmond W., "Algae 2020: Vol. 2: Global Biofuels, Drop-In Fuels, Biochems Market and Forecasts", *Emerging Markets Online*, Houston (US), 2011
- Tickell J., Tickell K., Roman K., "From the fryer to the fuel tank: the complete guide to using vegetable oil as an alternative fuel", Joshua Tickell Media Productions, New Orleans, 2003
- Yamane K., Ueta A., Shimamoto Y., "Influence of Physical and Chemical Properties of Biodiesel Fuel on Injection, Combustion and Exhaust Emission Characteristics in a DI-CI Engine", *The Fifth International Symposium on Diagnostics and Modeling of Combustion in Internal Combustion Engines*, Nagoya, July 1-4 2001
- Weyer K.M., Bush D.R., Darzins A., Willson B.D., "Theoretical Maximum Algal Oil Production", *Bioenergy Research*, 3, 204-13, 2010

Summary

DEVELOPMENT AND SUSTAINABILITY IN THE BIOFUELS SECTOR

Today energy systems not only put pressure on natural energy resources which are nearly running down but also they involve an increase in the greenhouse gas emissions. After the development of the 1st and 2nd techniques of biofuels generation and considering the several issues bound up with their production, the attention is now shifting to the 3rd generation technologies, which use microalgae as feedstocks (since their main features are the high oil content, the high oil and biodiesel yield, the low land area needed). These technologies have been developed only in pilot plants (ponds or photobioreactors), with high capital expenditures. In the long term, through the genetic engineering development, the joint production of several profitable co-products (pharmaceutical and nutraceutical products, animal feed supplements, bioplastics, etc.) and the link with other processes (such as the waste gas recovery and the wastewater treatment), it is expected, as well as the environmental sustainability, also the economic feasibility of the biodiesel production by microalgae.

EFFICIENZA ENERGETICA NELL'INDUSTRIA: APPLICAZIONE AD UNA PMI MANIFATTURIERA

BRUNO NOTARNICOLA*, GIUSEPPE TASSIELLI*, GRAZIA GELSO*, EMILIA CARAMIA*

*II Facoltà di Economia

Università degli Studi di Bari

Via Lago Maggiore ang. via Ancona s.n., 74100, Taranto

e-mail: g.tassielli@dgm.uniba.it

Riassunto

La razionalizzazione dell'energia negli usi finali può considerarsi una fonte alternativa, non controversa dal punto di vista ambientale, prontamente disponibile, laddove le altre fonti di energia rinnovabili costituiscono un'opzione, su vasta e vastissima scala, di medio lungo termine. In particolare, per il settore industriale che assorbe un terzo del consumo globale di energia e produce il 22% delle emissioni di gas serra, la razionalizzazione dell'uso dell'energia costituisce una potenzialità per la riduzione dei consumi, e delle conseguenti emissioni inquinanti, con effetti positivi sulla competitività. Nel presente lavoro dopo aver illustrato il contesto legislativo europeo e nazionale in tema di efficienza energetica nel settore industriale, si espongono i risultati di uno studio sperimentale di applicazione dell'efficienza energetica attuato sui consumi energetici di una PMI manifatturiera operante nel settore della metalmeccanica. Attraverso l'osservazione analitica dei consumi energetici si è cercato di valutare se esistono strumenti, alternativi a quelli previsti dalla legislazione, che permettano di ottenere risultati soddisfacenti in termini di efficienza energetica senza la necessità di effettuare ingenti investimenti.

1. Introduzione: il contesto europeo e nazionale in tema di efficienza energetica industriale

L'adozione di politiche di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia rappresenta attualmente un comparto fondamentale della politica energetica europea e negli impegni assunti dalla stessa UE nella lotta ai cambiamenti climatici: il famoso pacchetto clima-energia fornisce gli strumenti per l'attuazione della politica del "20-20-20" la quale fissa il raggiungimento entro il 2020 di ambiziosi traguardi fra i quali si riporta anche l'obiettivo di una riduzione del 20% nei consumi di energia primaria rispetto alle proiezioni tendenziali per il 2020, stimate dalla Commissione europea nel Libro verde sull'efficienza energetica (Clò e Verde, 2007). Al raggiungimento dei vari obiettivi dovrebbe dare un primo e grosso impulso la corposa cornice legislativa europea all'interno della quale notevole importanza riveste la Direttiva 2006/32/CE, volta al contenimento della domanda di energia negli usi finali (civile, industriale e trasporti), che fissa gli obiettivi di efficienza energetica a livello europeo in settori nei quali esistono chiari margini di manovra. La Direttiva invita gli Stati membri ad adottare e mirare a conseguire un obiettivo nazionale indicativo globale di risparmio energetico, pari al 9 % calcolato sulla media dei consumi finali nel periodo 2001-2005, per il nono anno di applicazione della stessa direttiva, tramite servizi energetici ed altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica praticabili e ragionevoli sotto il profilo costi-benefici. Il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE) viene indicato come strumento a disposizione degli stati membri per realizzare tali obiettivi. Per incentivare gli Stati ad elaborare ed applicare politiche e misure aggiuntive la Direttiva prevede che ogni tre anni (nel 2007, 2011, 2014) sia predisposto un nuovo Piano d'azione Nazionale. Il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico è in sostanza affidato alla creazione di un mercato dell'efficienza e dei servizi energetici all'interno del quale i distributori di energia elettrica e gas ma anche altri operatori come le Esco o gli installatori, offrano ai consumatori finali tecnologie efficienti in modo da ottimizzare i consumi, ma anche strumenti importanti come gli audit energetici. Il Governo italiano recependo la direttiva con il D. Lgs n. 115/2008 ha varato il "Piano d'azione per l'Efficienza Energetica" (PAEE) nel 2007, attraverso un processo di consultazione con le principali organizzazioni portatrici di interessi e competenze nel settore, proprio per consentire un'ampia condivisione delle priorità e degli obiettivi da conseguire (MSE, 2007). Le misure proposte nel PAEE intervengono sulle principali tecnologie disponibili per implementare programmi di efficienza energetica, con una valutazione dei risparmi effettivamente conseguibili, tenendo conto del vigente quadro normativo e della sua possibile evoluzione. Allo scopo di dare un forte impulso al programma di intervento per l'efficienza per ogni settore sono riportate le misure stabilite per il miglioramento dell'efficienza energetica, e per ciascuna di queste è indicato il risparmio atteso al 2010 e al 2016. La Tabella 1 riporta tali obiettivi nonché le misure previste per il settore industriale.

Tabella 1: Obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica proposti dal PAEE per i vari settori e misure per il settore industriale.

Misure di miglioramento dell'efficienza energetica	Risparmio energetico	
	annuale atteso al 2010 (GWh/anno)	annuale atteso al 2016 (GWh/anno)
Misure nel settore residenziale	16.998	56.830
Misure nel settore terziario	8.130	24.700
Misure nel settore industria:	7.040	21.537
1) Lampade efficienti e sistemi di controllo	700	2.200
2) Sostituzione motori elettrici di potenza 1-90 kW da classe Eff2 a classe Eff1	1.100	3.400
3) Installazione di inverters su motori elettrici di potenza 0,75-90 kW	2.100	6.400
4) Cogenerazione ad alto rendimento	2.093	6.280
5) Impiego di compressione meccanica del vapore	1.047	3.257
Misure nel settore trasporti	3.490	23.260
Totale risparmio energetico atteso: (obiettivo nazionale)	35.658 (3%)	126.337 (9,6%)

Focalizzando l'attenzione sulle misure destinate al settore industriale si evidenzia che al 2010 il risparmio atteso da questo settore è pari a 7.040 GWh/a su un totale di 35.658 GWh/anno, corrispondente al 19,7% del risparmio totale. Al 2016 tale percentuale scende ulteriormente assestandosi al 17%, ovvero su un totale di 126.327 GWh/a è previsto un risparmio per l'industria pari a 21.537 GWh/a. Considerando che quasi un terzo dell'energia finale è utilizzata proprio dal settore industriale, i risparmi richiesti a quest'ultimo sembrano essere davvero esigui, soprattutto se tali valori sono confrontati con i risultati attesi dal settore residenziale e terziario. Per il settore industriale, tuttavia, bisogna considerare che i comparti più energy-intensive sono sottoposti alla Direttiva 96/61/CE (c.d. Direttiva IPPC), di conseguenza parte dell'efficienza del sistema industriale deriva dall'adozione obbligatoria delle migliori tecnologie ivi richieste da parte delle imprese più energivore e pertanto le misure previste dal PAEE rivestono carattere incrementale. In parte si può così spiegare la percentuale più bassa di "sacrifici" richiesti al settore industriale. Tuttavia se si passa all'esame delle varie misure previste dal PAEE per il settore industriale ed espone in Tabella 1, si può notare come tali interventi comportino tutti un investimento da parte delle imprese di entità crescente se si passa dalla semplice sostituzione di lampade a quella di motori per arrivare addirittura all'introduzione della cogenerazione. Per l'industria italiana, caratterizzata da realtà medio-piccole e travolta dalla crisi economica e finanziaria che sta interessando tutto il sistema produttivo, si può immaginare che potrebbe diventare complicato effettuare nuovi investimenti, anche se di minima entità, in un comparto che non riveste priorità. Tuttavia proprio l'attuale situazione di difficoltà congiunturale dovrebbe costituire per le aziende l'occasione utile per ripensare e razionalizzare il proprio ciclo di produzione e l'intera struttura aziendale (Goldoni, 2007). Peraltro l'attuale legislazione, da sola, non consentirà di realizzare risparmi energetici sufficienti per conseguire l'obiettivo del 9,6% entro il 2016, così come riportato dalla stessa Commissione europea nella comunicazione COM(2008) 772 "Efficienza energetica: conseguire l'obiettivo del 20%" (COM, 2008). Osservando, infatti, l'evoluzione della normativa italiana in tema di efficienza energetica si evince come negli ultimi anni la politica nazionale su clima ed energia può considerarsi avviata. Tuttavia, la dipendenza da politiche sovra-nazionali è il segnale di un limite fondamentale della politica italiana su queste tematiche, che conduce ad uno scollamento tra gli impegni assunti a livello internazionale e la rilevanza concreta delle misure implementate nei vari settori. Infatti, l'Italia mostra una generale tendenza all'aumento dei consumi finali dell'energia al 2015, ciò anche dopo la formulazione del Piano d'Azione nazionale dell'Efficienza Energetica. Inoltre le misure di efficienza energetica attuate in passato hanno sempre fatto riferimento a incentivi fiscali per raggiungere l'obiettivo dell'efficienza (Farinelli, 2005).

Obiettivo del presente lavoro è verificare se sia possibile adottare ulteriori strumenti nel settore industriale, al di là di quelli indicati nel PAEE e di un sostegno pubblico agli interventi, che permettano di ottenere ugualmente risultati soddisfacenti in termini di efficienza energetica ma senza la necessità di intervenire con ingenti investimenti, consentendo anche alle aziende più "deboli" di migliorare la loro performance energetica. Ciò si tradurrebbe, a livello di sistema industriale nazionale, nel rispetto degli impegni presi dal nostro paese in tema di energia ed ambiente e in un guadagno di competitività per il sistema stesso considerando l'andamento in continua crescita dei prezzi dell'energia. A tal fine, nel presente lavoro si effettua una reale applicazione degli strumenti di efficienza energetica in un'azienda manifatturiera per

verificare il contributo che aziende, anche di piccole dimensioni, possono dare al raggiungimento di obiettivi generali di risparmio energetico.

2. L'intervento di razionalizzazione energetica nell'industria

I passi di un intervento di razionalizzazione energetica nell'industria possono sintetizzarsi in audit energetico, diagnosi energetica, progetto di miglioramento (Bonardi e Patrignani, 2010).

Nella prima fase di audit energetico viene analizzato il flusso energetico per mezzo di "check-list standardizzate" che permettono di raccogliere ed organizzare, in modo veloce e sistematico, tutti i dati necessari all'indagine. I dati raccolti che riguardano la valutazione energetica degli impianti, delle strutture e dei servizi, possono essere ricavati dall'analisi di documenti interni, come ad esempio bollette energetiche, progetti di impianti tecnici, planimetrie, oppure definiti a seguito di una campagna di misurazione di grandezze fisiche prestabilite. In questo caso possono essere utilizzati strumenti di misura portatili o fissi; quest'ultimi sono preferiti poiché consentono di monitorare in ogni momento le grandezze, verificando la bontà delle azioni intraprese. I dati raccolti devono essere organizzati in un database che permetta di "estrarre" le informazioni necessarie per redigere un report su cui pianificare la fase operativa dell'analisi, procedendo all'indagine delle cause delle disfunzioni energetiche tramite metodi di misura energetica.

Conclusa la fase di audit si passa alla seconda fase di diagnosi energetica. La fase di diagnosi energetica, invece, è finalizzata all'analisi delle possibilità di intervento per l'ottimizzazione dei consumi e la minimizzazione delle inefficienze energetiche. Non si tratta semplicemente di individuare quali tecnologie efficienti e innovative possono essere utilizzate nel processo produttivo, ma anche di verificare se ci siano margini per ridurre gli sprechi e ci sia la possibilità di razionalizzare i flussi energetici. La diagnosi energetica viene effettuata anche attraverso software di elaborazione e di simulazione di interventi per la stima costi/benefici. Infatti, in ogni caso, prima di procedere all'attuazione del progetto di intervento, deve essere verificato che le soluzioni proposte siano "fisicamente realizzabili" e se ne valuti il loro impatto sul ciclo produttivo. A valle dell'analisi tecnica è indispensabile la valutazione del progetto dal punto di vista economico e finanziario.

3. Applicazione ad una PMI manifatturiera

L'applicazione degli strumenti di efficienza energetica ha riguardato un'azienda manifatturiera appartenente al settore metalmeccanico, la Pneoil Srl con sede a Crispiano (Ta), una realtà produttiva all'avanguardia nel campo dell'oleodinamica e dell'automazione. L'azienda non è caratterizzata da un processo produttivo standard, poiché progetta e realizza pezzi differenti fra loro su commessa, in base alle esigenze dei clienti. Il fulcro della produzione è rappresentato da cilindri per motori, per la cui progettazione e realizzazione l'azienda impegna certamente la maggior parte di energia consumata. Le materie prime impiegate per la produzione di cilindri sono tondi, tubi e lamiere di ferro o alluminio.

3.1 Audit energetico

L'audit energetico eseguito presso l'azienda ha previsto varie fasi di raccolta ed organizzazione di dati.

Sono state compiute le seguenti attività:

- Analisi del layout impiantistico dell'azienda;
- Analisi delle fatture per l'energia elettrica;
- Misurazioni elettriche e termografiche.

L'analisi del layout impiantistico consegna una fotografia del modo in cui l'energia elettrica viene utilizzata in azienda, rappresentazione che si renderà senz'altro utile in fase di diagnosi e valutazione degli interventi. L'impresa utilizza per le varie attività energia elettrica mentre non presenta consumi di energia termica. Dall'analisi delle fatture per la fornitura di energia elettrica è emerso che il consumo mensile di energia elettrica è piuttosto variabile, conseguenza del fatto che l'azienda, come è stato immediatamente evidenziato, non è caratterizzata un processo produttivo standard. Tuttavia è stato possibile fissare nella misura dei 6000 kWh la media dei consumi elettrici mensili, valore a cui si è potuti pervenire prendendo in esame i consumi mensili dell'anno corrente e dell'anno precedente. In termini di costo l'ammontare medio mensile di una bolletta elettrica, calcolata sulla base dei consumi reali, si aggira approssimativamente intorno ai 1500 €. Nella fase di audit energetico, in genere, i dati di maggiore rilevanza si ottengono a seguito di misurazioni elettriche. Nel presente caso di studio, tali misurazioni sono state effettuate grazie all'istallazione di un analizzatore di consumi elettrici e di un data-logger con sistema GSM, presso il quadro elettrico generale dell'azienda. In particolare, l'analizzatore ha registrato i consumi elettrici dell'azienda ogni 15 minuti nell'arco delle varie giornate, mentre il data-logger, dotato di un modem GSM al suo interno, ha consentito, attraverso un software dedicato, l'archiviazione e la tele lettura dei dati da un server presente nel laboratorio

“Talsef” della II Facoltà di Economia di Taranto. Il monitoraggio dei consumi è stato effettuato per il periodo che intercorre fra il 24 agosto e il 3 novembre 2010. Per ciascuno dei giorni di indagine sono state rilevate 96 registrazioni, una per ogni quarto d’ora. La Tabella 2 riporta il consumo giornaliero totale e suddiviso per giornate omogenee mentre la Figura 1 riporta i consumi giornalieri dei giorni lavorativi di tutto il periodo oggetto di osservazione. Osservando i dati esposti si deduce che, nonostante la variabilità del ciclo di lavorazione, il consumo energetico giornaliero si mantiene piuttosto costante, ad eccezione di qualche picco in pochissime giornate lavorative. La regolarità dei consumi si evince maggiormente se dai dati su riportati vengono esclusi i giorni non lavorativi, ovvero i sabato e le domeniche, nei quali il consumo elettrico ovviamente si riduce (Fig.2).

Consumo medio	Agosto	Settembre	Ottobre
giornaliero totale	195	184,7	189,4
per giorni feriali	244,1	239,7	246,2
sabato	43,3	35,7	113,3
domeniche	52,5	30,8	27,2

Tabella 2: Consumo medio elettrico totale e suddiviso per giornate omogenee

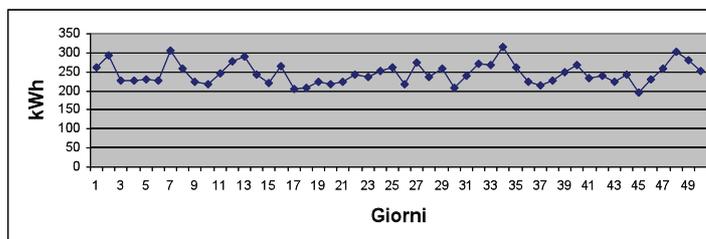


Figura 1: Consumi elettrici giornalieri per giorni feriali

3.2 Diagnosi energetica ed interventi

Al fine di approfondire ulteriormente gli aspetti evidenziati dall’audit energetico ed effettuare una diagnosi energetica si è ritenuto opportuno rappresentare per ciascun giorno del periodo esaminato le rispettive curve di carico giornaliera. La Figura 2 riporta tali curve in un unico grafico sovrapposte.

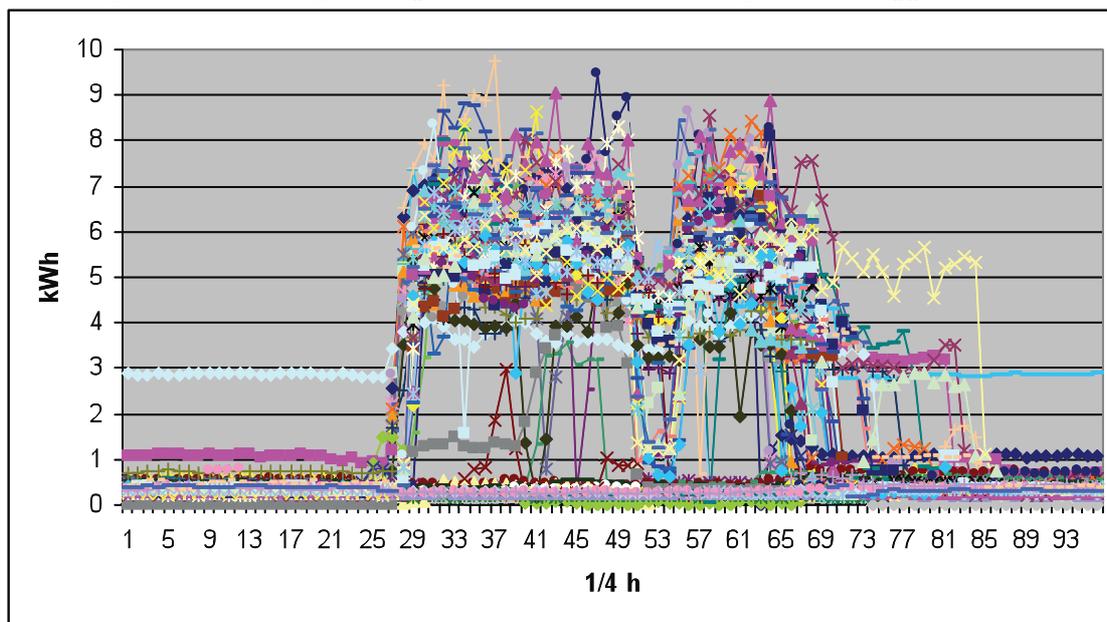


Figura 2: Sovrapposizione delle curve di carico giornaliera del periodo

Dall’esame della figura appare più che evidente la variabilità nei consumi elettrici sia durante la giornata sia fra giorni diversi, a differenza di quanto rilevato nei dati complessivi giornalieri. Dato che l’azienda, come già menzionato, segue un processo produttivo non standardizzato ma differente di giorno in giorno, la variabilità riscontrata nei consumi elettrici era naturalmente attesa. Questa considerazione, tuttavia, risulta condivisibile se ci si sofferma ad analizzare i consumi elettrici durante l’orario lavorativo che ha inizio alle ore 7:00 e termina nella maggior parte dei casi alle ore 16:00 ma che spesso si prolunga anche oltre, come si evince chiaramente dal grafico (le ore 16:00 corrispondono al 64° quarto d’ora, ma si possono osservare consumi elevati anche oltre questo punto). La variabilità registrata nel corso della notte, invece, sembra non trovare alcuna motivazione. Ferma restando la presenza di un giustificato consumo elettrico anche durante le ore notturne dovuto all’illuminazione esterna e/o alle attrezzature e server informatici lasciati volontariamente in funzione, ciò che non pare razionale è che tale consumo muti significativamente da una notte all’altra. Per meglio comprendere i fenomeni si sono scomposte le curve di carico per giorni omogenei, quali i giorni feriali, i festivi e i sabato.

Un consumo elettrico analogo a quello della notte ci si aspetta di riscontrarlo nel corso dei weekend, e nei giorni di chiusura dell'azienda; continua a sorprendere la variabilità dei consumi rilevata in questi giorni. Contrastare la variabilità nei consumi elettrici è la principale azione da promuovere al fine di ottenere una realtà aziendale energeticamente efficiente. Per far ciò è indispensabile capire ed analizzare i fattori determinanti tale variabilità, per poi adottare gli opportuni provvedimenti.

3.2.1 Intervento n. 1 e valutazione economica dello stesso – Ore notturne

Come primo intervento ci si è proposti di intervenire sulla variabilità dei consumi notturni per uniformarli verso i valori più bassi registrati. I consumi elettrici notturni variano da 1 kWh/ora (equivalente a 0,25 kWh per quarto d'ora) fino a sfiorare in alcuni casi i 12 kWh/ora. Considerando che il valore più basso memorizzato nel corso delle diverse notti si aggira intorno ad 1 kWh/ora, ciò porta ad ipotizzare che tutte le notti sia possibile registrare un consumo pari a questo valore, migliorando l'efficienza energetica dell'azienda e allo stesso tempo riducendo i costi per l'energia elettrica. A tal fine è stato proposto a tutti coloro che lavorano in azienda, di prestare una maggiore attenzione a non lasciare in funzione apparecchiature, in modo tale che tutto sia spento al termine della giornata lavorativa. Tale intervento è stato messo in pratica in azienda a partire dal giorno 11 ottobre. Si riportano le curve di carico giornaliera dal 11 ottobre al 3 novembre (Fig. 3). Si può notare che la variabilità nelle ore notturne osservata nelle curve di carico di Fig. 2 tende quasi a scomparire nella Fig. 3. Tutto questo introducendo in azienda una semplice regola comportamentale. Infatti, l'implementazione di una procedura, da parte della direzione, di nomina di un responsabile fra gli stessi dipendenti, il quale si occupi dello spegnimento di tutti i macchinari e le apparecchiature, o che controlli che questa regola comportamentale sia rispettata da tutti, è stato l'intervento messo in atto per ottenere i suddetti vantaggi. Tutto questo senza alcun investimento da parte dell'azienda. Si è eseguita, successivamente, la valutazione di risparmio in termini fisici ed economici. Ridurre i consumi elettrici ogni notte di 2 kWh/ora, passando dai 3 kWh/ora che mediamente si registrano ad 1 kWh/ora che è il valore minimo memorizzato nel corso delle ore notturne, comporta un risparmio di 24 kWh/ora ogni giorno, che moltiplicati per i giorni dell'anno portano ad un risparmio di 8760 kWh l'anno. Il prezzo di un kWh consumato nelle ore notturne ammonta a 0,177 €. In termini di costo, quindi, da una riduzione di 8760 kWh l'anno si consegue un risparmio pari a 1550 €.

3.2.2 Intervento n. 2 e valutazione economica dello stesso – Pausa pranzo

Soffermando l'attenzione, ancora sulla Figura 2, si può notare come le curve di carico giornaliera al cinquantesimo quarto d'ora scendono per poi rialzarsi intorno al cinquantaquattresimo quarto d'ora. Il calo dei consumi in quest'ora, e più precisamente dalle ore 12:30 alle ore 13:30, è dovuto alla pausa pranzo che effettuano gli operai. Dai vari sopralluoghi, si è osservato che durante quest'ora gli operai abbandonano la loro postazione di lavoro, lasciando i vari macchinari in modalità stand-by e in rare occasioni, quando non è possibile fermare la lavorazione, le macchine sono lasciate in funzione. Le macchine lasciate in modalità stand-by comunque richiedono una certa quantità energia elettrica. A tal proposito è stato suggerito agli operai di non lasciare le macchine in stand-by in quest'ora di pausa, ma di spegnerle, sempre che ciò non comporti una perdita di tempo troppo elevata per l'accensione successiva, al rientro della pausa, o comporti l'interruzione del processo produttivo. Tale intervento è stato applicato a partire dal giorno 19 ottobre; nella Fig. 4 sono raffigurate le curve di carico della settimana che va dal giorno 18 ottobre al 22 ottobre. Mettendo a confronto le curve di carico giornaliera di questa settimana (Fig. 4), con le curve di carico illustrate in precedenza (Fig. 2) è possibile osservare la differenza nei consumi elettrici; tale differenza si nota anche per il giorno 18/10 in cui non era stato ancora attuato l'intervento.

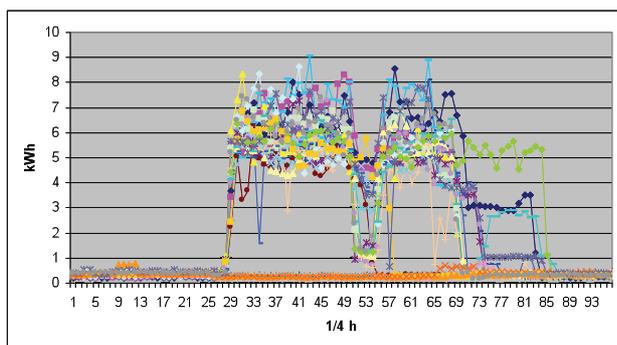


Fig. 3: curve di carico giornaliera dal 11/10 al 3/11

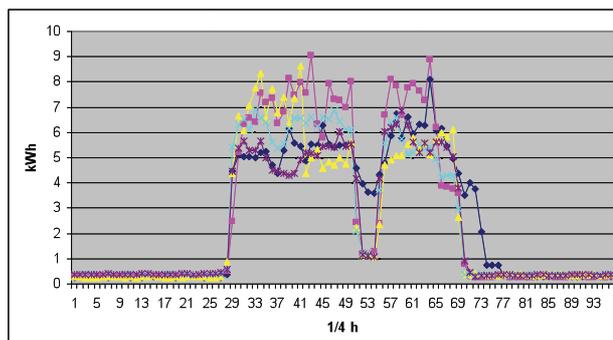


Fig. 4: curve di carico giornaliera dal 18/10 al 22/10

Si passa da un consumo elettrico di circa 16 kWh/ora con le macchine in modalità stand-by ad un consumo di circa 4 kWh/ora quando gli impianti vengono spenti. Si calcola, pertanto, un calo dei consumi giornalieri pari a 12 kWh, che moltiplicati per i 22 giorni lavorativi del mese e i vari mesi dell'anno, permette un risparmio di 3168 kWh annui. L'ora di pausa rientra nelle ore di picco, ciò significa che ai kWh consumati in quest'ora è applicato un prezzo di circa 0.242 €. Introducendo un'ulteriore norma comportamentale che prevede il semplice spegnimento degli impianti nell'ora di pausa pranzo permette, quindi, di evitare un costo annuo pari a 767 €. Anche questo tipo di intervento non prevede alcun investimento da parte dall'azienda, solo l'applicazione di una regola di gestione dell'energia.

3.2.3 Intervento n. 3 e valutazione economica dello stesso

L'introduzione di una procedura, volta a ridurre i consumi elettrici nelle varie ore lavorative è di più difficile formulazione e applicazione. Questo soprattutto nelle aziende, in cui i consumi elettrici e di conseguenza i relativi cicli produttivi risultano essere disomogenei. Infatti, conoscere i consumi elettrici relativi alle ore lavorative è fondamentale ma non sufficiente; è necessario avere una correlazione fra i consumi registrati e le attività svolte all'interno dell'azienda. Nella azienda in oggetto è stata condotta una rilevazione per correlare le attività svolte nelle diverse ore ai macchinari utilizzati; di conseguenza è stato possibile associare i macchinari ai consumi elettrici registrati. Questo tipo di indagine è stata svolta per un periodo di due settimane, dal 18 al 29 ottobre. Dall'analisi effettuata è stato possibile individuare i tre macchinari maggiormente utilizzati e al contempo caratterizzati da un'elevata potenza, a prescindere dal compressore, che resta acceso tutti i giorni per le otto ore lavorative; si tratta di due torni e di un centro di lavoro. A questo punto si è calcolato per ciascun giorno il consumo elettrico dei macchinari indicati, computando le ore di funzionamento delle varie apparecchiature e moltiplicandole per le potenze delle macchine. Si è poi valutato l'incidenza dei consumi dei tre macchinari indicati sui consumi totali. Il consumo elettrico medio dei tre macchinari in questione sul consumo totale giornaliero delle ore lavorative è del 62.4%, il che significa che il consumo totale giornaliero è determinato per più del 60% dall'utilizzo dei tre macchinari con potenza maggiore. Alla luce di questo risultato, l'azienda, al fine di ottimizzare i consumi elettrici anche nelle ore lavorative, dovrà prestare la massima attenzione all'utilizzo di questi impianti, azionandoli solo ed esclusivamente quando devono essere adoperati, e spegnendoli, nel momento in cui si termina la lavorazione. Risulta quindi necessario predisporre un piano di produzione giornaliero che organizzi il ciclo produttivo in modo tale da non richiedere l'utilizzo dei tre macchinari con maggiore potenza contemporaneamente, e che precisi, inoltre, quali macchinari saranno accesi nell'arco della giornata e in che momento della giornata. L'introduzione nella PNEOIL s.r.l. di questa procedura, si ipotizza che possa apportare una riduzione nel consumo elettrico minimo di 4 kWh/ora. Tale riduzione, computata ogni giorno per le 8 ore lavorative, permette di ottenere un risparmio giornaliero di 32 kWh, che moltiplicato per i 22 giorni lavorativi e per i vari mesi porta ad un risparmio di 8448 kWh annui. Il prezzo di un kWh consumato nelle ore lavorative è di circa 0,242 €, perciò il costo annuo che si può evitare, mettendo in pratica queste semplici regole, ammonta a 2044 €. Anche in questo caso l'investimento richiesto è in una maggiore organizzazione.

3.2.4 Valutazione complessiva degli interventi di efficienza energetica

Ciascuno degli interventi di efficienza energetica proposti, come è stato dimostrato, ha comportato un risparmio in termini di kWh e di conseguenza una diminuzione dei costi per la fornitura di energia elettrica. Si elencano nella Tabella 3 gli interventi, evidenziando i kWh orari e i kWh annui di consumo evitato e il costo annuo risparmiato (la somma delle ore di intervento fa 21, non 24, in quanto non sono stati previsti interventi nelle tre ore pomeridiane fra le 16:00 e le 19:00).

Tabella 3: Risparmio complessivo derivante dai vari interventi di efficienza energetica

Interventi	kWh/ora evitati	kWh/anno evitati	costo annuo evitato
Ore notturne	2 kWh/ora * 12h= 24 kWh al giorno	24 kWh * 365 gg= 8760 kWh/anno	1550,00
Pausa pranzo	12 kWh/ora*1h= 12 kWh al giorno	12 kWh * 22gg* 12m= 3168 kWh/anno	767,00
Ore lavorative	4 kWh/ora*8h= 32 kWh al giorno	32 kWh *22gg*12m= 8448 kWh/anno	2044,00
TOTALE		20376 kWh/anno	4361,00

Ad una riduzione di 20376 kWh annui corrisponde un risparmio annuo dei costi per la fornitura elettrica pari a 4361,00 €. Considerando che l'ammontare speso dall'azienda annualmente per la voce energia elettrica ammonta a circa 18.000 €, tale risparmio rappresenta circa il 25% del costo totale. La riduzione annuale dei consumi in termini di kWh aumenta invece al 28,3%. È possibile anche riportare il risparmio complessivo realizzabile nei vari anni, considerando che la stessa struttura produttiva si mantenga nel tempo. Infatti, ipotizzando che nei successivi cinque anni l'azienda non modifichi in maniera significativa la propria struttura impiantistica, si può calcolare la rendita che conseguirebbe adottando le misure proposte. Ciò significa che se l'azienda in questi cinque anni mettesse in atto questi semplici interventi di efficienza energetica potrebbe ricavare un risparmio cumulato che ha un valore attuale pari a 19624,50 €, calcolato come valore attuale di una rendita, considerando un tasso di interesse pari al 2%. Tale importo andrebbe comunque considerato al netto del costo di una eventuale consulenza iniziale di diagnosi energetica.

3.3 Analisi termografica

La termografia è un metodo di determinazione e rappresentazione della temperatura superficiale tramite misurazione senza contatto della radiazione infrarossa radiante da una superficie: tanto più un oggetto è caldo, tanto più radiazione infrarossa emette. La radiazione infrarossa è invisibile, e per questo motivo viene rilevata mediante apposite apparecchiature chiamate termocamere, che la misurano e la traducono in una scala di colori, convertendo le normali foto in mappe di temperatura superficiale, sulla base dei parametri impostati dall'utente. Ai fini dell'audit e della diagnosi energetica, questa tecnica si dimostra interessante.

Nella PNEOIL s.r.l. le termografie sono state effettuate al fine di verificare lo stato di "salute" dei macchinari e per eseguire un'analisi qualitativa dell'uso dell'energia in azienda. Le termografie sono state realizzate in un ambiente caratterizzato da una temperatura di 19,5°C e dal 53% di umidità. A titolo esemplificativo si riportano nelle Figure 5 e 6 alcune delle termografie effettuate. Tra le varie termografie realizzate, si è deciso di mostrare quelle che evidenziano delle anomalie (i colori più chiari corrispondono a temperature più elevate).

Nella prima termografia (Fig. 5) si riporta il motore del compressore che raggiunge temperature apparenti superiori ai 100°C, stando acceso tutto il giorno. La seconda termografia (Fig. 6) evidenzia delle anomalie al quadro elettrico di un tornio nel quale alcuni cavi elettrici raggiungono la temperatura di oltre 75°C. Ulteriori anomalie sono state riscontrate alla bobina dello stesso tornio, al motore di una sega a nastro, alle prese di corrente del compressore; i motori di altri macchinari, pur non presentando anomalie, hanno rilevato temperature superiori al normale, costituendo, quindi, situazioni da monitorare con maggior frequenza. Naturalmente l'uso della termografia si collega alla manutenzione preventiva e pertanto, grazie alle termografie realizzate, è stato possibile individuare gli apparecchi sui quali è necessario intervenire, al fine di prevenire guasti tali da poter provocare il blocco di un impianto e di conseguenza dell'intero ciclo di produzione. La valutazione in termini di risparmio energetico ed economico in questo caso è di difficile attuazione, ma in ogni caso, una volta attuati gli interventi manutentivi, si può affermare con certezza che produrranno effetti benefici sulle modalità di funzionamento dei macchinari e di conseguenza sull'efficienza energetica complessiva dell'azienda.



Figura 5: compressore

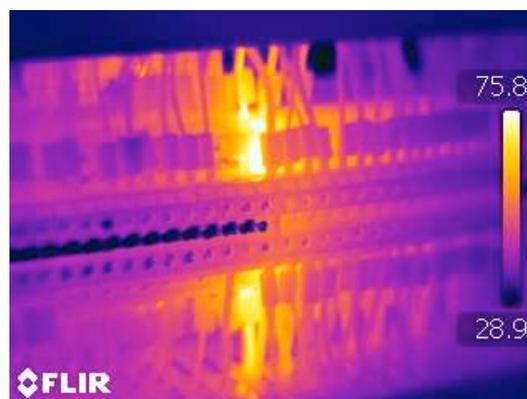


Figura 6: componenti elettrici di un tornio

4. Conclusioni

Lo studio effettuato rappresenta un caso aziendale emblematico del fatto che risparmiare energia nell'industria è possibile senza ricorrere alle misure previste dal "Piano d'azione nazionale per l'Efficienza Energetica" e ottenendo ad ogni modo risultati importanti. Le previsioni più attendibili confermano che in

assenza di azioni più incisive, la domanda mondiale di energia continuerà ad aumentare nei prossimi anni. Al fine di contrastare questa tendenza, la razionalizzazione nei consumi e il miglioramento dell'efficienza negli usi finali costituiscono nell'immediato l'opzione più importante. Le politiche e i programmi d'azione sino ad ora elaborati, in tema di efficienza energetica, sono avviati, tuttavia è necessario un potenziamento del sistema normativo, monitorare e verificare i risultati, dare certezze strategiche al mercato, eliminare le barriere e gli ostacoli esistenti. La percezione degli interventi fattibili non è sempre sufficiente a far scegliere all'utente finale di effettuare gli investimenti necessari per il conseguimento del risparmio energetico.

Nel presente lavoro si è partiti quindi, per il settore industriale, dalla verifica della fattibilità delle misure previste dal PAEE, le quali comportano per le imprese un investimento crescente, in quanto si passa dalla semplice sostituzione di lampade a quella di motori per arrivare addirittura all'introduzione della cogenerazione, motivo per il quale ci si è posti l'interrogativo se tali investimenti saranno mai effettuati dalle imprese italiane. Questo perché, in una situazione economica di difficoltà, non sempre si possono considerare garantiti gli investimenti necessari. Dunque, l'obiettivo del presente lavoro è stato quello di verificare se sia possibile adottare ulteriori strumenti nel settore industriale, al di là di quelli indicati nel PAEE, che permettano di ottenere ugualmente risultati soddisfacenti in termini di efficienza energetica ma senza la necessità di intervenire con ingenti investimenti.

I risultati ottenuti in seguito all'applicazione ad un'azienda manifatturiera mostrano come un'attività aziendale possa ottenere riduzioni importanti nel consumo energetico senza ricorrere all'investimento in tecnologie innovative, ma con la semplice introduzione in azienda di regole comportamentali, le quali, invece, portano a risultati immediati a costi ridotti. Nel caso in esame è stata valutata la possibilità di ottenere un risparmio nei consumi elettrici pari al 28,3% del consumo totale, introducendo tre interventi volti a modificare il comportamento di coloro che lavorano in azienda. Per introdurre tali cambiamenti l'azienda ha dovuto predisporre alcune procedure di lavoro, definendo con precisione regole di comportamento e affidando responsabilità, al fine di razionalizzare i consumi e incrementare di conseguenza l'efficienza energetica. È chiaro che l'applicazione di una simile procedura ha comportato per l'azienda investimenti relativi, soprattutto in termini di impegno da parte dell'organizzazione, che sarebbero stati più elevati se fosse stato incluso il costo di una eventuale consulenza iniziale di diagnosi energetica. Questi interventi introducono in azienda una sorta di elementi di base di un sistema di gestione dell'energia così come indicato nella norma EN 16001 (UNI, 2009). D'altronde la stessa norma riporta, nell'appendice A al punto 4.6, che: *"Often opportunities for improved performance will arise from the continual identification and implementation of no cost housekeeping measures e.g. shutdown equipment when not in use"*. L'esperienza di implementazione di principi di base di un sistema di gestione dell'energia nell'azienda PNEOIL s.r.l. ha dimostrato che l'implementazione di un sistema di gestione dell'energia può prospettarsi certamente come un ulteriore strumento integrativo delle misure già previste dal "Piano d'azione nazionale per l'efficienza energetica" capace di apportare risultati considerevoli nell'immediato, in termini di risparmio energetico al settore industria e non solo, ottenibili per mezzo di interventi ad investimento prossimo a zero.

Bibliografia

- Bonardi G., Patrignani C., "Energie alternative e rinnovabili", Gruppo Wolters Kluwer, 2010
Clo' A., Verde S., "20-20-20 Il Teorema Della Politica Energetica Europea", Energia 4/2007, pp. 2-13
Commissione delle Comunità Europee (Com (2008) 772 Definitivo) "Efficienza energetica: conseguire l'obiettivo del 20%"
Farinelli U., "Strumenti di mercato per l'aumento dell'efficienza energetica e la riduzione delle emissioni di gas serra", Hoepli, 2005
Goldoni G., "La Riscoperta Dell'efficienza Energetica", Energia N. 4/2007, pp. 38-44
Ministero dello sviluppo economico, "Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica 2007", luglio 2007
UNI CEI EN 16001:2009, "Energy management system – Requirements with guidance for use"

Summary

ENERGY EFFICIENCY IN INDUSTRY: AN APPLICATION TO MANUFACTURING SMEs

The rationalization of energy end-use can be considered an alternative source, non-controversial from the environmental point of view, readily available, whereas other renewable energy sources are an option on a medium-long term. In particular, for the industrial sector which accounts for one third of global energy consumption and produces 22% of greenhouse gas emissions, the rationalization of energy use constitutes a potential for reducing consumption, and the resulting emissions, with positive effects on competitiveness. In this work, after having explained the context of European and national legislation regarding energy efficiency in industry, we expose the results of an experimental study of application of energy efficiency implemented on the energy consumption of a manufacturing SMEs operating in the metal industry. Observation and analysis of energy consumption was used to assess whether there are tools as alternatives to those prescribed by regulations, making it possible to obtain satisfactory results in terms of energy efficiency without the need for huge investments.

IL CONSUMO DI ENERGIA NEL SETTORE DELLA TELEFONIA MOBILE IN ITALIA.

ANNARITA PAIANO, GIOVANNI LAGIOIA

Dipartimento di Scienze Geografiche e Merceologiche, Università degli Studi di Bari Aldo Moro

Via Camillo Rosalba 53, 70124, Bari

e-mail: a.paiano@dgm.uniba.it

Riassunto

Il mercato della telefonia mobile ha mostrato un trend di crescita esponenziale negli ultimi 10 anni. L'Europa continua ad essere il principale mercato nell'ambito dei paesi "sviluppati", nonostante negli ultimi due anni abbia mostrato un rallentamento. L'Italia, pur con un mercato ormai maturo, presenta un "tasso di penetrazione", ovvero il numero di linee attive per 100 abitanti, pari ad oltre 146, il più alto nell'Unione Europea. Nel nostro paese inoltre circa il 70% delle linee attive è caratterizzato dall'uso di tecnologie UMTS e HSDPA, cosiddette di 3G e 3,5G (generazione). E' importante sottolineare come questi standard tecnologici consentano sì una maggiore potenza, quindi trasmissioni sempre più veloci e l'utilizzo di servizi e software sempre più complessi, ma con un alto dispendio di energia.

Questi dati hanno stimolato uno studio sul consumo di energia dei telefoni cellulari e degli strumenti ad essi collegati. L'obiettivo del presente lavoro è di stimare l'incidenza del settore (incluso il c.d. mobile network) sui consumi energetici nazionali.

Introduzione

La telefonia mobile in Italia costituisce un mercato in netta crescita oramai da circa un decennio e, attualmente, il cosiddetto tasso di penetrazione, ovvero il numero di linee attive¹ per 100 abitanti, è pari ad oltre 146, il più alto in Unione Europea (UE) (European Commission, 2010). Tali considerazioni sull'elevato uso dei telefoni cellulari nel nostro paese, unite alla volontà degli autori di proseguire un discorso già avviato sul settore delle apparecchiature elettroniche e confluito in due note (Lagioia et al., 2006; Paiano et al., 2006), hanno stimolato lo studio sul consumo di energia di questi dispositivi elettronici e degli strumenti ad essi collegati. L'obiettivo del presente lavoro è quello di stimare l'incidenza del settore sui consumi energetici nazionali. Nel secondo paragrafo è descritta una breve valutazione quantitativa e qualitativa del settore a livello mondiale ed europeo, oltreché nazionale. Nel terzo sono illustrati i parametri metodologici dello studio, e l'elaborazione dei dati sul settore della telefonia mobile oggi disponibili in Italia, che sono stati differenziati per categoria (GSM, UMTS e HSDPA) e modalità di uso delle diverse utenze. Quindi si è calcolato un profilo di utilizzo del dispositivo in base ai servizi di telefonia impiegati. Nella discussione sono indicati i risultati dell'analisi dei consumi energetici, anche sulla base delle caratteristiche tecniche dei trasformatori e batterie.

A questi sono stati aggiunti i consumi energetici della rete e delle antenne radiomobili (il c.d. mobile network), presenti sul territorio italiano. Quindi, si perviene alla stima del consumo energetico italiano del settore della telefonia mobile.

Le considerazioni conclusive mostrano l'incidenza del consumo energetico di questo settore e le problematiche legate allo sviluppo della telefonia mobile.

Il settore della telefonia mobile nella UE e in Italia

Valutazione quantitativa dei dispositivi mobili e linee attive

Nel mondo sono circa 5 miliardi le linee attive, di cui circa il 13% sono utenti UMTS e HSDPA, che comunque generano il 78% del traffico totale dei servizi voce e dati, mentre il numero di telefoni cellulari venduti a livello mondiale è stato nel 2009 pari a quasi 1,2 miliardi. Il mercato continua a crescere trainato soprattutto dai paesi di nuova industrializzazione che, soprattutto considerando il basso tasso di penetrazione (Cina 56% e India circa 45%), rappresentano nel prossimo futuro i mercati più interessanti.

Nell'ambito dei paesi "sviluppati", invece, l'UE27 continua ad essere il principale mercato per la telefonia mobile come testimoniato dal tasso di espansione, pari a 122%, più alto di quello degli Stati Uniti (89%) e giapponese (84%). Nel 2009 il mercato italiano, sia pur oramai maturo, presenta un trend della telefonia

mobile in crescita e non ha risentito del rallentamento registrato nel resto d'Europa. L'Italia si conferma essere, come già detto, il paese con la più elevata diffusione presso la popolazione registrando il tasso del 146% (nel 2004 si attestava al 110%) molto più alto della media europea (European Commission, 2010).

Il numero di linee attive nella UE è passato da 390 milioni del 2004 a 650 milioni nel 2009: di queste un terzo è costituito da utenti che utilizzano servizi di 3G. In Italia le linee attive sono attualmente circa 89 milioni (nel 2004 erano 63 milioni), di cui circa l'86% è rappresentato da schede prepagate e il restante da contratti e, relativamente agli standard utilizzati, circa 33,6 milioni gli utenti (pari a circa 65 milioni di linee attive¹) usano tecnologie UMTS e HSDPA in netta prevalenza rispetto al GSM². La maggiore diffusione delle prime due è dovuta al crescente uso di servizi innovativi quali la mobile TV, mobile e-mail and instant messaging.

Riguardo alla banda larga mobile, questa modalità sta iniziando a diventare un'alternativa affidabile alla banda fissa in numerosi paesi, anche se attualmente la velocità di trasmissione della tecnologia mobile risulta inferiore a quella tradizionale con filo. Il suo tasso medio di penetrazione nella UE è del 19%, pari ad oltre 95 milioni di utenti. E' necessario sottolineare che in questi dati sono inclusi i collegamenti effettuati utilizzando carte, modem e apposite chiavi che sono pari al 5,2%. In Italia questi dati sono pari rispettivamente a 16,5% (quasi 10 milioni) e 6,8% (poco più di 4 milioni), per differenza sono circa 6 milioni i collegamenti via telefono cellulare.

Valutazione quantitativa dei network della telefonia mobile

I dati sin qui illustrati forniscono un quadro sintetico che evidenzia la forte crescita del settore delle telecomunicazioni e in particolare quello della telefonia mobile. Un'altra conseguenza del forte sviluppo è l'aumento sul territorio del numero degli impianti e dei siti per le radiofrequenze. Per la telefonia mobile, più degli altri segmenti delle telecomunicazioni, è necessaria una diffusione sempre più capillare degli impianti radio base sul territorio, anche in risposta alla richiesta di servizi sempre più evoluti (Scharnhorst et al., 2005).

Le Stazioni Radio Base (SRB) sono gli impianti della telefonia mobile che ricevono e ritrasmettono i segnali dei telefoni cellulari, consentendone il funzionamento. Le SBR sono distribuite sul territorio in maniera capillare in funzione della densità di popolazione, quindi con una maggiore concentrazione nelle aree urbane più densamente popolate. Il loro posizionamento varia da poche centinaia di metri a diversi chilometri di distanza tra di esse (nel caso ad esempio delle aree rurali) a seconda del numero di utenti serviti. L'attuale densità delle SBR sul territorio italiano è di 0,29 impianti al km², un dato discretamente maggiore rispetto agli impianti radiotelevisivi (RTV), che presentano una densità di 0,13. Di contro la potenza complessiva delle SRB è molto più bassa, pari al 25% di quelle RTV.

Alla fine del 2009 in Italia erano presenti poco più di 60.000 SRB, per una potenza complessiva di circa 242.000 kW (ogni impianto ha una potenza di circa 4 kW)³ (ISPRA, Osservatorio CEM, 2011).

Materiali e metodi

Note metodologiche

Al fine di procedere con la stima dell'energia assorbita dal settore della telefonia mobile, gli utenti totali della telefonia mobile in Italia sono stati divisi per l'intensità di uso del dispositivo identificando tre categorie di utilizzatori in *low*, *medium* e *high* e le rispettive tecnologie di trasmissione impiegate in quelle di 2G, 3G e 3,5G (GSM, UMTS e HSDPA) (Ayres, Williams, 2004; Birchler et al., 2003). Data l'ampia varietà di telefoni cellulari oggi disponibili sul mercato, con specifiche tecniche notevolmente differenti tra loro, si è cercato di semplificare scegliendo per ciascuna delle tre categorie individuate un telefono cellulare di riferimento. I telefoni scelti sono di note marche e per ciascuno si sono analizzate le caratteristiche tecniche (potenza, consumi energetici ed altro) necessarie al calcolo dei consumi energetici (Schaefer et al., 2003). Contemporaneamente per ogni categoria di utenza si è individuato, con riferimento ad un'unità temporale (mese), un modello di uso del dispositivo differenziato in base ai servizi di telefonia utilizzati (es. chiamate, sms, traffico dati). Incrociando questi dati con quelli delle diverse tipologie di dispositivi e quindi

1) In Italia continua ad essere rilevante il numero di utenti che posseggono una doppia SIM; da qui la differenza numerica tra utenti e linee attive.

2) Gli acronimi GSM, UMTS e HSDPA stanno rispettivamente per : Groupe Special Mobile, Universal Mobile Telecommunications System e High Speed Downlink Packet Access.

3) E' da evidenziare tuttavia che i dati disponibili sono incompleti e con sostanziali differenze tra anni vicini.

di utilizzatori è stato possibile calcolare il consumo di energia elettrica per ciascun profilo di utenza per l'anno 2009.

Nel calcolo del consumo di energia elettrica dei diversi dispositivi si è tenuto conto dell'efficienza del processo di carica e d'uso della batteria.

Conoscendo poi il numero complessivo di utenti per categoria a livello nazionale è stato possibile stimare il consumo energetico totale. A questo dato si è aggiunto quello della rete e delle antenne radiomobili, secondo le informazioni disponibili in letteratura, arrivando, quindi, a stimare il consumo energetico di questo settore e la sua incidenza rispetto all'energia totale utilizzata in Italia.

Analisi dei dati

I sistemi di tecnologia mobile digitale utilizzati e qui presi in considerazione per macrocategorie sono GSM/GPRS, UMTS/ WDCMA e HSDPA (*tab. 1*), che differiscono per frequenza e velocità di trasmissione dati. Come detto per ogni tecnologia è stato individuato un telefono cellulare di riferimento e la *tabella 1* riporta le principali caratteristiche tecniche necessarie al calcolo del consumo di energia. Dalla loro analisi emerge subito che la tecnologia più avanzata richiede più energia.

Tabella 1. Potenza e consumi di energia per categoria di cellulare

Tecnologia di trasmissione	Tipologie di telefoni	Batteria			Chiamate		Stand-by	
		Voltaggio (V)	Capacità (mAh)	Energia (Wh)	Tempo (h)	Potenza (W)	Tempo (h)	Potenza(W)
GSM	Nokia 3230	3,7	760	2,812	2,5	1,1248	240	0,011716
UMTS	Samsung U-700	3,7	900	3,33	5	0,666	300	0,011
HSDPA	Nokia N 95	3,7	950	3,51	2,7	1,3	192	0,01828

Fonte: elaborazione degli autori su dati aziendali

I tre profili di utilizzatori individuati, *low*, *medium* e *high*, sostanzialmente coincidono con le tre categorie di dispositivi individuati in *tabella 1* dato che solo alcuni di essi, ad elevate prestazioni, sono in grado di supportare applicazioni e servizi avanzati. Per ciascuna categoria si è stimata la relativa incidenza percentuale sul numero totale di utilizzatori di telefoni cellulari in Italia. Si è inoltre ipotizzato un modello di utilizzazione del dispositivo e dei servizi (*tab. 2*), facendo riferimento alle ore utilizzate dalle diverse tipologie di utenze nell'arco temporale di un mese per compiere chiamate, inviare sms, collegarsi ad internet e alle ore in cui il cellulare è nelle modalità stand-by e off.

Tabella 2. Profili di utilizzatori identificati e relative modalità di uso

Tipologia di utente	Incidenza percentuale	Numero di linee attive	Chiamate	SMS [^]	Collegamento Internet	Stand-by	Off
	%	milioni			ore/mese/utente		
Low	26,1	23,2	1,45	0,05415	0	418,496	300
Medium	67,4	60	6	0,139	0,8	473,06	240
High	6,5	5,8	10	0,4865	18,33	691,184	0

[^] Per gli sms è stato considerato un numero mese/utente pari a 15, 100 e 350 rispettivamente per le tipologie *low*, *medium* e *high*.

Fonte: elaborazione degli autori

In base ai dati disponibili e alle caratteristiche dell'utenza individuata, i tre profili di utilizzazione definiti presentano le seguenti caratteristiche: il primo prevede un basso uso giornaliero e quindi mensile, equivalente a 1,45 ore di chiamate, 15 sms, 300 ore mese di off (10 ore al giorno) e per differenza le ore di stand-by sono circa 420. Il profilo intermedio in cui le chiamate sono pari a 6 ore/mese, con 100 sms e 0,8 ore di collegamento internet; si suppongono inoltre 240 ore di off (8 ore al giorno) e circa 480 ore di stand-by. Per il profilo *high*, che impiega il sistema HSDPA e fa uso intenso di internet, si ipotizzano circa 18 ore

al mese dedicate al traffico dati⁴, 10 ore di chiamate, circa 350 sms/mese, quasi 700 ore in modalità stand-by e 0 ore in modalità off (EIAA, 2011; AGCOM, 2011).

Consumi energetici e conversioni

La fase successiva è stata dedicata all'identificazione dei consumi di energia delle varie modalità di utilizzo degli apparecchi di telefonia mobile al fine di convertire le ore di funzionamento in energia utilizzata.

La *tabella 3* evidenzia la potenza e la durata di invio di sms a seconda della tecnologia di trasmissione. In particolare si è preso a riferimento un messaggio di lunghezza media pari a 300 byte, inviato con dispositivi a tecnologia GSM e UMTS, con durata rispettivamente di 13 s (0,00361 h) e 5 s (0,00139 h). Dalla letteratura (Perrucci et al., 2009) emerge che se il tempo di invio è maggiore in modalità GSM, vale il contrario per il consumo di energia che è nettamente superiore per l'invio in modalità UMTS.

Tabella 3. Potenza e durata di un sms

Tecnologia di trasmissione	Potenza (mW)	Tempo (h)
GSM	240	0,00361
UMTS	880	0,00139

Fonte: elaborazione degli autori su dati (Perrucci et al., 2009).

Per quanto riguarda la connessione ad internet è necessario evidenziare che il consumo energetico con connessione UMTS è molto più basso rispetto a quello registrato con la tecnologia GPRS, associata alla rete GSM. Per i calcoli si è preso a riferimento un consumo di 35,12 J, ovvero di 0,00976 Wh/MB (milioni di Byte) trasmesso con tecnologia UMTS e di 0,027795 Wh/MB con lo standard GSM (Perrucci et al., 2009).

Per la trasformazione dei Byte in ore e viceversa è stata utilizzata l'equazione n.1 che tiene conto della velocità di trasmissione, la quale si ipotizza essere di 384 kbps (migliaia di bit/s) per i telefoni UMTS e di 1 MB per quelli HSDPA (*tab. 4*), dato che più si avvicina a quella realmente disponibile durante le connessioni. Si evidenzia inoltre che per i multipli in campo informatico (Byte) sono state usate le approssimazioni in base di 2, mentre nelle telecomunicazioni si è tenuto conto dei multipli standard.

$$\text{Tempo di trasferimento (s)} = \text{Dimensione dell'informazione (MB)} \times 8 / \text{Velocità di trasmissione (bps)} \quad [\text{Eq. n. 1}]$$

Per i profili utenti *medium* e *high* si è quindi calcolato il numero delle ore di collegamento ad internet, al fine di avere il monte ore complessivo per utente/mese, per poi convertire le ore in MB e avere il corrispettivo consumo energetico (*tab. 4*).

Tabella 4. Conversione delle ore in Byte

Tipologie	Velocità (kbps)	Ore (h)	Bytes (MB)
Medium	384	0,8	125,28
High	1.000	18,33	8.248,5

Fonte: elaborazione degli autori

Efficienza energetica

Un ulteriore elemento da considerare è che l'analisi effettuata si basa su valori medi relativamente all'efficienza della batteria e del caricabatterie. Non è superfluo ricordare che la vita utile di una batteria è limitata e che la sua efficienza diminuisce con il passare del tempo ed i cicli di ricarica effettuati. Gli standard UMTS e ancor di più HSDPA consentono sì una maggiore potenza, quindi l'utilizzo di veloci

4) Per quanto riguarda le ore di collegamento ad internet nel profilo intermedio sono stati considerati i dati relativi ai Mbyte scambiati annualmente nel 2009, pari a circa 90.000 (circa 0,8 ore) e per il profilo high il dato relativo al tempo di collegamento ad internet per gli utenti a banda larga, pari a 31,6 ore a mese (EIAA, 2011) opportunamente ridotto al 58,6% (pari a 18,33 ore mese), ovvero la stessa incidenza che ha l'utenza a banda larga che utilizza il telefono cellulare sul totale utenza a banda larga (circa 10 milioni); il resto come già detto usa strumenti diversi come le apposite chiavi.

trasmissioni e servizi e software sempre più complessi, ma questo avviene con un alto dispendio di energia. A ciò aggiungasi che l'alta potenza provoca un surriscaldamento della batteria fino a 45° C e quindi un'ulteriore perdita. Ciò influisce sull'operatività da parte degli utenti che, avendo tempi operativi e di funzionamento contenuti, manifestano la necessità di ricaricare di frequente, in tal modo accelerando i cicli delle ricariche che finiscono per ridurre la vita utile della batteria e la sua efficienza.

Riguardo all'ultimo indicatore è importante sottolineare che in questo studio si è tenuto conto di un'efficienza media della batteria di circa il 50%, rispetto al valore nominale di potenza, per gli utilizzatori *low* e *medium* e del 65% per la categoria *high* dove, probabilmente, il tasso di rinnovo dei cellulari stessi è più elevato, e di conseguenza la batteria relativamente più nuova.

Riguardo al caricabatteria, è necessario specificare che l'efficienza è diversa per ciascuno di essi, così come i dati di input e output, i cui valori indicati in etichetta sono solo nominali, e ciò richiede una serie di considerazioni e di calcoli per stimare il reale consumo energetico, che tenga conto delle perdite che si verificano per motivi diversi lungo il percorso dalla rete al dispositivo. Tutti questi parametri influenzano, tra l'altro, la durata stessa della ricarica energetica del dispositivo.

Nel presente lavoro per stimare il consumo di energia elettrica alla rete durante la fase di ricarica dei telefoni cellulari, si ipotizza una durata media di 2,5 ore per ciclo di ricarica per tutte le categorie di dispositivi individuate. E' bene specificare che in tal modo si è tenuto conto solo dell'effettiva durata di una ricarica media (*active mode*), e non del tempo, spesso prolungato, (il cosiddetto *idle mode*) in cui dopo che la batteria si è ricaricata, il telefono viene lasciato collegato al caricabatterie che continua ad assorbire energia dalla rete, pur se in piccola quantità (Balasubramanian et. Al, 2009).

In base ad alcune misurazioni sperimentali⁵ inoltre si evince che un ciclo di ricarica della durata di 2,5 ore assorba poco meno di 7 Wh.

Risultati e discussione

Consumo di energia elettrica per i telefoni cellulari

Sulla base dei dati riportati nelle *tabelle 1-4* è possibile calcolare il consumo di energia elettrica per i telefoni cellulari in Italia, dapprima riferito ad utente/mese (*tab. 5*). Dai dati emerge come il consumo energetico mensile per utente risulti essere molto più alto per la categoria *high*, soprattutto a causa dell'intenso collegamento ad internet.

Tabella 5. Consumi di energia elettrica nei telefoni cellulari (Wh/utente/mese)

Tipologia di utente	Chiamate	SMS	Collegamento Internet	Stand-by	Totale
Low	1,63096	0,01299	0	4,90310	6,54706
Medium	3,996	0,12232	1,2227	5,20366	10,54468
High	13	0,42812	80,5	12,6348	106,56292

Fonte: elaborazione degli autori

Questi dati permettono quindi di calcolare il numero delle ricariche effettuate in un mese per tipologia di dispositivo e/o modello di utilizzo.

Se in un mese, nel caso dell'utente *medium* ad esempio, occorrono oltre 10,5 Wh di energia elettrica, considerando un'efficienza della batteria di circa il 50%, e quindi circa 1,6 Wh, l'energia che può essere contenuta nella batteria, è possibile stimare che servono circa 7 ricariche al mese, quindi 84 per anno. Per calcolare il consumo di energia elettrica alla rete, attraverso il caricabatteria, e ricordando che un ciclo di ricarica assorbe poco meno di 7 Wh, è possibile stimare un consumo annuale di circa 588 Wh per il telefonino di riferimento della categoria *medium*.

Lo stesso calcolo è possibile farlo per le altre tipologie di utente e i risultati sono indicati nella *tabella 6*.

5) I test sono stati condotti dal Dipartimento di Ingegneria dell'Innovazione della Facoltà di Ingegneria dell'Università del Salento, nella persona del dott. Andrea Cataldo, ricercatore.

Tabella 6. Consumi di energia elettrica alla rete (Wh/utente/anno)

Tipologia di utente	Ricariche /anno	Wh
Low	60	420
Medium	84	588
High	564	3.948

Fonte: elaborazione degli autori

I dati del consumo annuale ottenuti per ciascun utente possono essere poi moltiplicati per le linee attive disponibili nel 2009 in Italia, divise per le tre categorie di riferimento. Nel 2009 risultano essere stati consumati circa 68 GWh di energia elettrica per circa 89 milioni di linee attive (tab. 7).

Per il complessivo valore dell'intero settore della telefonia mobile è necessario aggiungere il dispendio energetico delle antenne e delle stazioni radiomobili presenti sul territorio italiano individuato nel successivo sottoparagrafo.

Tabella 7. Consumo di energia elettrica complessivo alla rete per l'uso dei telefoni cellulari in Italia nell'anno 2009

Tipologia di utente	Numero di linee attive (milioni)	GWh
Low	23,2	9,744
Medium	60	35,280
High	5,8	22,8984
TOTALE	89	67,9224

Fonte: elaborazione degli autori

Consumo di energia per le Stazioni Radio Base

Il consumo di energia di una SRB è generato dalla necessità di alimentazione degli apparati per il loro funzionamento e dalla contemporanea esigenza di climatizzazione degli ambienti. Necessaria per il corretto funzionamento degli apparati della trasmissione. E' possibile ripartire i consumi energetici tra questi due fattori principali e, in particolare, secondo uno studio (ISPRA, Università degli studi di Napoli 2009), è possibile imputare 2/3 dell'energia consumata agli impianti di trasmissione e 1/3 agli apparati di condizionamento. E' opportuno sottolineare che il consumo di energia è superiore per le SRB con tecnologia GSM (circa 111 kWh/giorno, quindi 40.085 kWh/anno) rispetto a quelle con tecnologia UMTS (73 kWh/giorno e 26.268 kWh/anno). Considerando un consumo giornaliero medio per impianto di circa 97 kWh, il consumo annuale sarà di 35.405 kWh, che moltiplicato per il numero degli impianti presenti sul territorio nazionale porta a circa 2.124 GWh consumati in Italia per anno.

Considerazioni conclusive

E' possibile quindi stimare un consumo annuale totale di circa 2.200 GWh di energia elettrica per l'intero settore della telefonia mobile, su cui incide solo in piccola misura (circa il 3%) il consumo energetico derivante dall'uso diretto dei dispositivi, restando il consumo di elettricità del network, ovvero delle SRB, la parte più rilevante.

E' necessario tuttavia sottolineare che, riguardo l'effettivo uso dei dispositivi da parte delle macro-categorie di utenti individuate, l'analisi condotta in questo studio ha semplificato le modalità di uso per consentire di arrivare ad una stima globale dei consumi energetici. Il dato stimato è sicuramente inferiore a quello reale per vari ordini di motivi:

- 1) il consumo di energia dei telefonini non è costante a seconda dell'applicazione usata (chiamate, collegamento ad internet etc.) ma varia a causa di molti fattori, il più importante è sicuramente lo stato dell'utente, se è fermo o in movimento, condizione quest'ultima che richiede un intenso uso di energia per effettuare qualsiasi tipo di servizio;
- 2) l'uso del telefono cellulare è chiaramente diffuso durante le ore diurne e solitamente molto intenso in alcune fasce orarie di picco del traffico telefonico, di conseguenza il consumo energetico richiesto è notevolmente maggiore;
- 3) le modalità di ricarica dei dispositivi tramite l'apposito caricabatterie è molto variabile e sicuramente effettuata in maniera non corretta nella maggior parte dei casi (ricariche non complete, con telefonini accesi,

o al contrario ricaricando il telefono per lungo tempo (fenomeno del *idle mode*) ad esempio durante le ore notturne, o ancora lasciando il caricabatterie inserito nella presa di corrente anche dopo aver staccato il telefono, il cosiddetto *no-load*) (Ostendorp et al., 2004), pratiche queste che sicuramente tendono a ridurre più rapidamente l'efficienza delle batterie;

4) i dati sulle modalità di uso reali dei dispositivi da parte degli utenti sono carenti e molto frammentarie, ancor di più quelli sui consumi energetici che, probabilmente a causa della varietà di dispositivi esistenti sul mercato e delle tecnologie di trasmissione adoperate, risultano essere veramente scarsi e poco "standardizzabili".

Dai risultati del presente lavoro emergono altre considerazioni. Nell'anno di riferimento, il 2009, il consumo di energia elettrica in Italia è stato pari a circa 300.000 GWh, quindi quello dell'intero sistema della telefonia mobile è pari a poco più dello 0,7% dei consumi elettrici nazionali. Evidenziando che, come già rimarcato, il dato è anche sottostimato emerge come l'uso dei dispositivi elettronici di comunicazione, in particolare quello dei telefoni cellulari, risulti in contrasto con l'apparente dematerializzazione spesso ascritta a questo settore. Da qui la necessità di condurre analisi e studi sull'argomento in modo da chiarire quale possa essere il reale consumo energetico, così come le più efficienti modalità di utilizzo per tali strumenti molto diffusi.

Bibliografia

- AGCOM, Autorità per le garanzie nelle telecomunicazioni, "Telecomunicazioni. Il quadro nazionale", Letter@gcom, 2011.
- Ayres R.U., Williams E., "The digital economy: Where do we stand?", *Technological Forecasting and Social Change*, 71, 315-339, 2004.
- Balasubramanian N., Balasubramanian A., Venkataramani A., "Energy consumption in Mobile Phones: A Measurement Study and Implications for Network Applications", *Proceedings of the 9th ACM SIGCOMM conference on Internet measurement conference*, November 4-6, Chicago, 280-293, 2009.
- Birchler M., Smyth P.P., Martinez G., Baker M., "Future of mobile and wireless communications", *BT Technology Journal*, 21, 11-21, 2003.
- EIAA, European Interactive Advertising Association, "EIAA European Mobile Internet Use. Executive Summary", 2011, in http://www.eiaa.net/Ftp/casestudiesppt/EIAA_Mobile_Internet_Use_Executive_Summary.pdf, ultimo accesso aprile 2011.
- European Commission, "Commission Staff Working Document accompanying the Progress Report On The Single European Electronic Communications Market (15th Report). Part 2", 2010, in http://ec.europa.eu/information_society/policy/ecomml/doc/implementation_enforcement/annualreports/15threport/15report_part2.pdf, ultimo accesso aprile 2011.
- ISPRA, Osservatorio CEM, "Banca Dati. Stazioni Radio Base per la telefonia mobile", in <http://agentifisici.isprambiente.it/campi-elettromagnetici/osservatorio-cem/banca-dati.html>, ultimo accesso maggio 2011.
- ISPRA, Università degli studi di Napoli, "Impianti per Telecomunicazioni: ottimizzazione energetica e controllo ambientale", 2009, in http://www.agentifisici.isprambiente.it/documenti-cem/doc_download/472-sintesi-dei-risultati-del-progetto-di-ricerca-.html, ultimo accesso marzo 2011.
- Lagioia G., Paiano A., Gallucci T., "L'evoluzione del telefono cellulare: dalle caratteristiche tecnologiche alla tutela del consumatore", *Inquinamento*, 85, 44-50, 2006.
- Ostendorp P., Foster S., Calwell C., "Cellular Phones. Advancements in Energy Efficiency and Opportunities for Energy Savings", *Natural Resources Defense Council issue paper*, 2004, in <http://www.nrdc.org/air/energy/energyeff/cellphones.pdf>, ultimo accesso aprile 2011.
- Paiano A., Lagioia G., Gallucci T., "Electronic waste: mobile phones case study", *Journal of Commodity Science, Technology and Quality*, 45, 55-66, 2006.
- Perrucci G.P., Fitzek F.H.P., Sasso G., Kellerer W., Widmer J., "On the Impact of 2G and 3G Network Usage for Mobile Phones 'Battery Consumption'", *Proceedings of European Wireless '09*, 2009.
- Schaefer C., Weber C., Voss A., "Energy Usage of Mobile Telephone Services in Germany", *Energy*, 28, 411-420, 2003.
- Scharnhorst W., Althaus H. J., Classen M., Jolliet O., Hilty L.M., "The end of life treatment of second generation mobile phone networks: Strategies to reduce the environmental impact", *Environmental Impact Assessment Review*, 25, 540-566, 2005.

Il presente lavoro è il risultato del contributo degli autori così determinato: *Paiano*, ricerca bibliografica e paragrafi Il settore della telefonia mobile in EU e in Italia, Materiali e Metodi, Risultati e discussione; *Lagioia*, Introduzione, Risultati e discussione, Considerazioni conclusive.

Summary

THE ENERGY CONSUMPTION IN THE ITALIAN MOBILE PHONES SECTOR

The mobile phone market has shown an exponential growth trend in the last 10 years. Europe continues to be the main market in developed countries, although in the last two years this growth has slowed down. Italy, despite a mature market, has a "penetration rate" (i.e. the number of active lines per 100 inhabitants) equivalent to more than 146, the highest in the European Union. In Italy, also about 70% of active lines is characterized by the use of UMTS and HSDPA (the so-called 3rd and 3,5rd generations). It is important to

state that these technological standards enabling greater power, hence the use of transmission and services faster and increasingly complex software, but with high energy consumption. These data have suggested a study on energy consumption of mobile phones and their associated equipment. The aim of the present paper is to estimate the impact of this sector (including the so-called mobile network) on Italian energy consumption.

POTENZIALITÀ APPLICATIVE DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI NELL'ARCIPELAGO DELLE ISOLE EOLIE

ANTONIO PIETRO FRANCESCO ANDALORO*, ROBERTA SALOMONE*, LAURA ANDALORO **

*Dipartimento di Studi e Ricerche Economico-aziendali ed Ambientali, Università degli Studi di Messina
P.zza Pugliatti, 1, 98122, Messina

e-mail: apfandaloro@unime.it, roberta.salomone@unime.it

** Istituto di Tecnologie Avanzate per l'Energia "Nicola Giordano", ITAE – CNR

Via Salita S. Lucia sopra Contesse 5, 98126, Messina

e-mail: andaloro@itae.cnr.it

Riassunto

Le isole Eolie rappresentano, per le peculiarità proprie del territorio, uno scenario adeguato per lo sviluppo di sistemi energetici sostenibili. La condizione di dipendenza energetica dalla terra ferma e l'elevato costo dei combustibili importati tramite navi cisterna, suggeriscono l'implementazione di tecnologie alimentate da fonti energetiche rinnovabili. Si è, pertanto, proceduto a valutare la producibilità energetica attraverso la tecnologia del fotovoltaico e del microeolico, al fine di verificarne il loro contributo rispetto al fabbisogno energetico totale stimato. L'omogeneità degli scenari meteo-climatici nelle sette isole, e la similarità delle loro economie, basate in prevalenza su un sistema di turismo incoming, ha consentito di concentrare l'analisi sull'isola di Salina. La stima della producibilità energetica è stata preceduta da una indagine in merito ai regimi normativi operanti nel territorio delle Eolie, al fine di formulare ipotesi tecniche in equilibrio con la tutela dei valori naturalistici e culturali di cui tali isole sono sede. Così procedendo è stata calcolata la producibilità in un intero anno e nell'arco del quadrimestre giugno – settembre, ottenendo l'apporto da fonti energetiche rinnovabili in rapporto al fabbisogno energetico totale stimato.

Introduzione

Le sette isole che compongono l'arcipelago delle isole Eolie (Lipari, Vulcano, Salina, Panarea, Stromboli, Alicudi e Filicudi), come le altre piccole isole del Mediterraneo, rappresentano, per le peculiarità proprie del territorio, uno scenario adeguato per lo sviluppo di sistemi energetici sostenibili.

L'applicazione, nel territorio eoliano, delle tecnologie che utilizzano le fonti energetiche rinnovabili (FER) per la produzione di energia, è dettata, non solo dalla significativa disponibilità di quest'ultime, ma soprattutto dalla condizione di dipendenza energetica dalla terra ferma e, quindi, dall'elevato costo dei combustibili importati tramite navi cisterna.

A questa condizione si sommano, inoltre, le ormai note esigenze di difesa dell'ambiente e delle risorse naturalistiche, sintetizzate negli obiettivi del pacchetto clima-energia 20-20-20, emanato dalla Commissione Europea, da realizzare entro il 2020.

In ragione di tale premessa, nel presente lavoro, si è proceduto alla formulazione di scenari energetici alternativi nell'arcipelago eoliano. L'omogeneità degli scenari meteo-climatici nelle sette isole, e la similarità delle loro economie, basate in prevalenza su un sistema di turismo incoming, ha consentito di concentrare l'analisi sull'isola di Salina.

La stima della producibilità energetica è stata preceduta da una indagine in merito ai regimi normativi operanti nel territorio delle Eolie, con l'obiettivo specifico di individuare gli orientamenti in merito all'installazione di impianti che producono energia da FER.

Tale analisi mira alla formulazione di ipotesi tecniche in equilibrio con la tutela dei valori naturalistici e culturali di cui le Eolie sono sede. Così procedendo è stata calcolata la producibilità di energia attraverso la tecnologia del fotovoltaico e del micro-eolico, avallata dal Piano Energetico Ambientale della regione Sicilia (PEARS) (Giunta Regionale, Regione Siciliana 2009), in un intero anno, ed in particolare, nell'arco del quadrimestre giugno – settembre, nei quali si registra un afflusso di turisti che determina una impennata dei consumi energetici.

Obiettivi dello studio

Tale studio mira a formulare nuovi scenari energetici nel territorio delle isole Eolie attraverso tecnologie capaci di produrre energia da FER, e allo stesso tempo applicabili secondo i regimi normativi posti a tutela dello stesso territorio.

Allo scopo specifico di formulare scenari tecnici compatibili all'insieme di valori di cui l'area è sede, l'analisi energetica è stata preceduta da una analisi di carattere normativo, finalizzata a focalizzare gli orientamenti in merito all'installazione di impianti alimentati da FER.

Nella fase immediatamente successiva è seguita l'analisi energetica. Al riguardo va sottolineato che le necessità energetiche delle comunità abitanti risultano molto simili, sia per l'omogeneità degli scenari meteorologici che caratterizzano le sette isole, sia per la somiglianza delle economie locali, basate in prevalenza su un sistema di turismo incoming.

Pertanto, la presenza di uno scenario climatico e socio-economico comune a tutto il territorio ha consentito di concentrare l'analisi sull'isola di Salina, con l'opportunità di valutare analiticamente le potenzialità energetiche da fonti rinnovabili poste in relazione alle necessità energetiche stimate. Salina, con i suoi 22,75 kmq, è la seconda isola per estensione di tutto l'arcipelago, e con i 992 m s.l.m. di Fossa delle Felci, raggiunge l'altezza maggiore rispetto a tutte le altre (Soprintendenza per i Beni Culturali ed Ambientali di Messina, 2000) Nel suo territorio comprende tre Comuni: Malfa, Leni e SantaMarina.

L'indisponibilità di dati storici relativi ai consumi energetici dell'arcipelago, sia nel suo complesso sia relativamente alle singole isole, ha reso necessario elaborare una stima del fabbisogno energetico. Nella fase iniziale è stato stimato il consumo totale dell'isola di Salina nell'arco temporale di un anno. Gli esiti della stima sono stati espressi tenendo in conto la massiccia concentrazione di presenze nell'arco dei quattro mesi estivi.

Nella fase immediatamente successiva si è proceduto alla valutazione della producibilità energetica da fotovoltaico e microeolico; in particolare, ciò è stato reso possibile attraverso il reperimento dei necessari dati anemometrici e di irraggiamento solare, elaborati per mezzo di specifici tool di simulazione. L'opportunità di tale studio è individuabile nella mancanza in letteratura di analisi analoghe in merito alla formulazione di scenari energetici futuri nell'area dell'arcipelago eoliano.

Gli strumenti di gestione territoriale e le tecnologie alimentate da fonti energetiche rinnovabili nell'arcipelago delle isole Eolie

Le isole Eolie, per il loro rilievo nello studio dei fenomeni vulcanici, dal 2 dicembre 2000, risultano iscritte nella lista del Patrimonio dell'Umanità dell'Unesco.

Il Piano Paesistico Territoriale (P.T.P.) (Soprintendenza per i Beni Culturali ed Ambientali di Messina 2000), parte integrante dell'atto di nomina delle Eolie tra i siti dell'Unesco, nel vietare le reti elettriche aeree, in quanto causa di abusivismo, pone un vago orientamento rispetto alla politica energetica, offrendo priorità a *“soluzioni ecologiche compatibili”*.

La Circolare regionale n. 17 del 14/12/2006 (Assessorato per il Territorio e l'Ambiente and Assessorato dei Beni Culturali e Ambientali della Pubblica Istruzione 2006) disciplina la realizzazione degli impianti di produzione di energia eolica in Sicilia. Tale Circolare, che precede temporalmente l'approvazione del Piano Energetico regionale, distingue gli impianti in in-shore e off-shore, e suddivide il territorio in tre tipologie di aree: Zone Escluse, Zone Sostenibili e Zone Consentite. Le prime, cioè quelle nelle quali non è consentita l'installazione di impianti eolici, includono aree di riserva integrale, oasi, riserve naturali, SIC (Siti di Interesse Comunitario) e ZPS (Zone di Protezione Speciale). Rispetto agli impianti in-shore si specifica che le isole minori, incluse quindi le isole eolie, rientrano nelle zone escluse dall'installazione di impianti eolici e, in una ulteriore specifica, vengono incluse espressamente in tali zone le aree archeologiche delle isole Eolie. Rispetto agli impianti off-shore la stessa circolare precisa che sono zone escluse le aree A, B, C e D di riserve marine e le Isole Eolie rientrano attualmente nella lista delle aree marine protette di prossima istituzione, cioè le aree di reperimento per le quali è in corso l'iter istruttorio.

Gli strumenti che di sicuro assumono un ruolo decisivo nella politica gestionale del territorio eoliano, le Direttive 92/43/CEE (direttiva Habitat) (Consiglio delle Comunità Europee 1992) e 79/409/CEE (direttiva Uccelli) (Consiglio delle Comunità Europee 1979), non assumono un orientamento netto rispetto alla possibilità di installare impianti che producono energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).

La direttiva Habitat, con finalità proprie di tutela di specie animali, vegetali e habitat, ha istituito una rete di siti protetti denominata *“Natura 2000”*, che include le Zone di protezione Speciale (ZPS), designate dalla *“direttiva uccelli”*, e i Siti di Interesse Comunitario (SIC) proposti dagli Stati Membri ai sensi della stessa direttiva.

L'intera area delle isole Eolie è stata dichiarata SIC ("Arcipelago delle Eolie – Area marina e terrestre" codice ITA03004) e ZPS, ed è pertanto soggetta alla relativa disciplina. Nello specifico l'art. 6 della direttiva Habitat introduce lo strumento della valutazione d'incidenza (V.I.), procedimento al quale è necessario sottoporre qualsiasi piano o progetto possa avere incidenze significative su un sito Natura 2000, quindi anche le installazioni oggetto di tale studio.

Oggi, in Italia, l'Art. 6 del DPR 120/2003 (attuativo della direttiva Habitat) (Presidente della Repubblica 2003) disciplina la V.I., quale insieme di studi che vengono sottoposti alla verifica di autorità, stabilite da Regioni e Province autonome. Ciò non solo comporta una disomogeneità di trattamento tra i vari siti dislocati in diverse aree della nazione, ma allo stesso tempo rivela la forte connotazione politica che può assumere un "organo di verifica", senza le garanzie riconducibili ad una disposizione normativa valida per l'intero territorio nazionale, capace di fissare univocamente la natura e la composizione delle autorità preposte alla verifica.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliano (PEARS) (Giunta Regionale, Regione Siciliana 2009), rispetto alle esigenze proprie delle realtà isolate, abbraccia una visione di più ampio respiro suggerendo la semplificazione degli iter autorizzativi per impianti in autoproduzione "stand alone" non collegati alla rete elettrica, e nei casi di sistemi per utenze e comunità isolate. Viene, inoltre, avallata l'ipotesi di disciplinare separatamente le piccole installazioni e di creare direttive specifiche per la tecnologia del microeolico. Le isole minori, infatti, a causa delle limitate aree disponibili per le wind farm, potrebbero rappresentare un importante momento per la crescita del settore.

I consumi energetici procapite e la stima degli scenari di consumo in rapporto al 2009

L'indisponibilità di dati storici sui consumi energetici dell'isola, ha reso necessario elaborare una stima attraverso i dati sui consumi energetici pro capite registrati in Sicilia dal 1963 al 2007 (Terna, 2008) (*tab. 1*). L'attendibilità di tale ricostruzione si fonda sulla somiglianza del clima tra la macro-area Sicilia e Salina, e del conseguente fabbisogno energetico pro-capite. Infatti, le temperature medie indicate nell'Atlante Climatologico della Sicilia, redatto a cura del SIAS (Servizio Informativo Agrometeorologico Siciliano), descrivono una regione a clima temperato-umido (di tipo C) (media del mese più freddo inferiore a 18 °C ma superiore a -3 °C) o, meglio, mesotermico umido sub-tropicale, con estate asciutta, caratterizzato da una temperatura del mese più caldo superiore a 22 °C (Drago A. 2005).

A conferma di tale similarità i dati termometrici registrati dalla stazione di Salina, nel periodo di osservazione 1965-1994, rivelano valori medi che si mantengono intorno ai 25 °C nei mesi di luglio e agosto e, comunque, non scendono al di sotto dei 22 °C nel quadrimestre giugno settembre, mentre le temperature minime si aggirano intorno agli 11 °C (Dipartimento Territorio e Ambiente 2006).

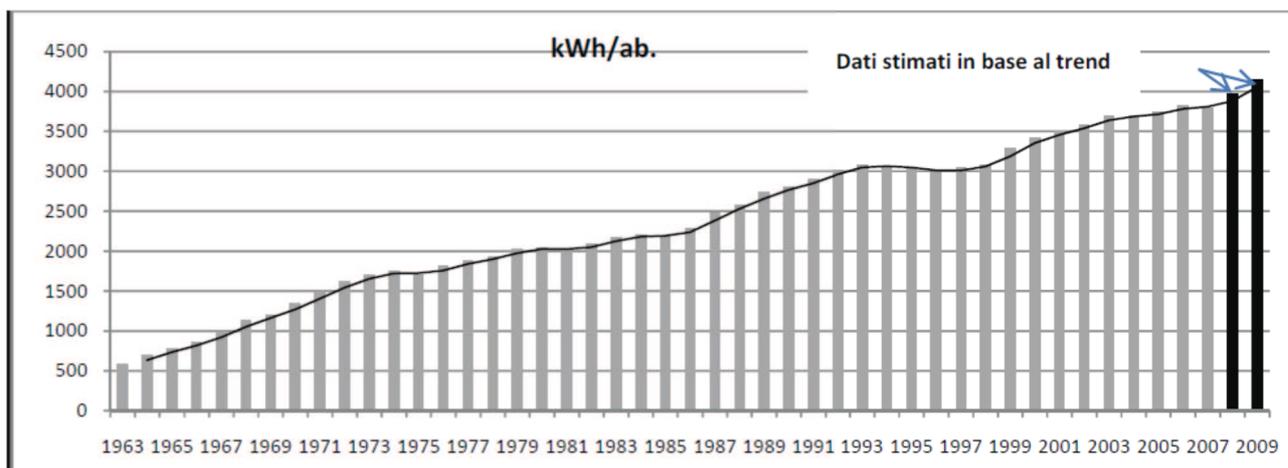
In virtù di tale considerazione, sono stati stimati i consumi per gli anni 2008 e 2009. A tal fine, i dati relativi ai consumi di energia elettrica pro-capite in Sicilia, dal 1963 al 2007, sono stati utilizzati per ottenere l'indice medio di variazione del consumo in tale arco temporale.

Tabella 1. Consumi energetici procapite relativi alla regione Sicilia 1963-2007

Anno	'63	'64	'65	'66	'67	'68	'69	'70	'71
kWh/ab.	575	698	774	865	976	1127	1203	1340	1472
Anno	'72	'73	'74	'75	'76	'77	'78	'79	'80
kWh/ab.	1616	1695	1751	1700	1816	1871	1935	2020	2036
Anno	'81	'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89
kWh/ab.	2018	2086	2165	2202	2189	2291	2476	2584	2735
Anno	'90	'91	'92	'93	'94	'95	'96	'97	'98
kWh/ab.	2800	2909	3015	3085	3050	3050	2981	3042	3082
Anno	'99	'00	'01	'02	'03	'04	'05	'06	'07
kWh/ab.	3294	3420	3497	3590	3691	3688	3745	3823	3798

Dalla rappresentazione grafica di tali consumi (*fig. 1*) si rileva una crescita continua: dai 575 kWh/ab del 1963 si raggiungono i 3798 kWh/ab del 2007, con pochi momenti di inversione di tendenza e, comunque, di entità trascurabile.

Figura 1. Andamento dei consumi pro capite di energia in Sicilia dal 1963 al 2009



Fonte: elaborazione propria dei dati sui consumi pro capite di energia in Sicilia dal 1963 al 2007

Attraverso gli indici di variazione annuale del consumo si è ottenuto un indice medio di variazione pari a 1,04 kWh/ab. Il valore pro-capite di consumo nel 2009 che ne deriva, pari a 4146,96 kWh/ab, è stato posto in rapporto al numero di abitanti residenti sull'isola (*tab. 2*) (Comuni di Malfa, Leni e Santa Marina 2010) e alle presenze turistiche nel corso di tutto il 2009 e nei soli mesi di giugno, luglio, agosto e settembre (*tab. 3*) (Assessorato Turismo, Comunicazione e Trasporti 2010).

Tabella 2. Abitanti residenti sull'isola di Salina

Comune	Residenti al 31/12/09
Leni	682
Malfa	937
Santa Marina	885
TOTALE RESIDENTI	2504

Fonte: Ufficio dello Stato Civile dei relativi Comuni

Tabella 3. Presenze turistiche nell'isola di Salina (anno 2009 e quadrimestre giugno-settembre 2009)

Presenze	Esercizi alberghieri		Esercizi extralberghieri		Presenze
	Presenze in Esercizi alberghieri		Presenze in Esercizi extralberghieri e privati		
	Italiani	Stranieri	Italiani	Stranieri	
Anno 2009	24.588	14.588	2366	316	41858
Giugno 2009	2685	1836	43	42	4606
Luglio 2009	5297	3797	81	12	9187
Agosto 2009	10419	2922	577	64	13982
Settembre 2009	4445	3190	1049	146	8830
Presenze turistiche totali nel quadrimestre giugno – settembre 2009					36605

Fonte: Assessorato Turismo, Comunicazione e Trasporti - Servizio Turistico Regionale N. 11 – Isole Eolie

Innanzitutto, è stato calcolato il consumo energetico dei residenti, pari a 10.384 MWh/anno, successivamente, dopo aver stimato il consumo di energia elettrica giornaliero pari a 11,36 kWh/giorno, è stato quantificato il consumo imputabile alle presenze turistiche in tutto il 2009 e nel solo quadrimestre giugno – settembre dello stesso anno, rispettivamente pari a 475.5 MWh/anno e 415.8 MWh/quadrimestre.

Quest'ultimi valori mostrano quali siano i punti di criticità delle esigenze di energia proprie di questo territorio. Dal gap tra i due valori appena riportati, emerge in maniera evidente uno dei punti nodali della condizione energetica propria, in questo caso, dell'isola di Salina e, in genere delle isole mediterranee caratterizzate dalla presenza di flussi turistici massicci nel corso della stagione estiva: un fabbisogno energetico elevato in un range temporale limitato.

Risultati delle simulazioni di producibilità energetica da fotovoltaico e microeolico

Allo scopo di verificare le potenzialità del territorio dell'isola di Salina, in termini di produzione di energia da FER, si è proceduto alla realizzazione di due diverse simulazioni, attraverso le quali è stata stimata la producibilità di energia per mezzo delle tecnologie del fotovoltaico e del microeolico, entrambe avallate dal PEARS. Le simulazioni si basano su dati meteo-climatici; per la stima della producibilità degli impianti microeolici sono stati utilizzati i dati anemometrici rilevati presso la stazione di Salina nel periodo 1983-

1989, messi a disposizione dalla Società RSE - Ricerca sul Sistema Energetico (RSE 2010). Nel definire il background della simulazione si è scelto di ipotizzare l'installazione di turbine microeoliche il meno impattanti possibile, conformemente alle oggettive esigenze di preservazione del sito in cui si troverebbero ad operare; è stata, pertanto, simulata la messa in opera di turbine ad asse verticale che possono sviluppare una potenza massima di 1.5 kW. La turbina è composta da tre pale elicoidali, in grado di raccogliere l'energia del vento proveniente da ogni direzione, ed è equipaggiata con un generatore a magneti permanenti "direct drive" e con un inverter per la connessione diretta alla rete pubblica (on-grid). La velocità di cut-in è di 4 m/s, mentre quella di cut-out è di 20 m/s. L'avviamento delle pale è assistito per ridurre l'attrito iniziale, mentre l'arresto avviene tramite un sistema elettromeccanico. Il calcolo è stato effettuato ipotizzando perdite, negli inverter e nel raddrizzatore, pari a 0,9. Ai fini del calcolo è stata considerata la variazione di velocità del vento in funzione dell'altezza sul livello del mare dei tre Comuni che coprono il territorio dell'isola di Salina: Malfa, Leni e Santa Marina; e, nello specifico, si è fatto riferimento all'ubicazione delle tre rispettive Case Comunali, nei cui pressi si sviluppano i piccoli centri urbani. Gli esiti del calcolo (tab. 4) riportano l'indicazione specifica della producibilità della turbina eolica nei singoli mesi e nell'intero arco dell'anno.

Tabella 4. Producibilità annua di una turbina eolica da 1.5 kW nei Comuni dell'isola di Salina

COMUNI	SANTA MARINA 25 m s.l.m.		LENI 202 m s.l.m.		MALFA 90 m s.l.m.	
	Producibilità media oraria [Wh]	Producibilità media mensile [kWh]	Producibilità media oraria [Wh]	Producibilità media mensile [kWh]	Producibilità media oraria [Wh]	Producibilità media mensile [kWh]
gennaio	290,05	174,80	618,60	372,79	432,56	260,68
febbraio	290,05	157,88	618,60	336,71	432,56	235,45
marzo	185,03	111,51	355,59	214,29	270,37	162,94
aprile	140,03	81,66	245,75	143,32	185,57	108,22
maggio	30,01	18,08	123,73	74,56	92,62	55,82
giugno	50,01	29,17	137,29	80,07	108,22	63,11
luglio	20,00	12,06	116,95	70,48	80,72	48,65
agosto	0,00	-	103,39	62,31	56,93	34,31
settembre	30,01	17,50	123,73	72,16	92,62	54,02
ottobre	90,02	54,25	164,41	99,08	132,02	79,56
novembre	155,03	90,41	282,36	164,67	206,12	120,21
dicembre	150,03	90,41	270,15	162,81	197,47	119,00
PROD. TOT	837,73	PROD. TOT	1.853,24	PROD. TOT	1.341,96	
MWh/anno	0,83773	MWh/anno	1,85324	MWh/anno	1,34196	

Fonte: elaborazione propria dati RSE mediante software TRNSYS

Successivamente, i valori di producibilità della singola turbina eolica da 1.5 kW, nei tre diversi Comuni, sono stati moltiplicati per il numero di abitazioni presenti sul territorio, sulla base dei dati rilevati dell'ultimo censimento ISTAT (2001), allo scopo di formulare lo scenario complessivo di producibilità energetica per mezzo delle tecnologie che sfruttano il vento (tab. 5).

Tabella 5. Scenario di producibilità energetica da minieolico nell'isola di Salina

COMUNI	N. abitazioni	kWh/anno prodotti da singola turbina	MWh/anno (totale)
<i>Malfa</i>	575	1.341,96	771,63
<i>Leni</i>	526	1.853,24	974,81
<i>Santamarina</i>	807	837,73	676,05
<i>Totale MWh/anno</i>			2.422,48

Fonte: Censimento ISTAT 2001 ed elaborazione propria dati RSE attraverso software TRNSYS

Per stimare la producibilità dei pannelli fotovoltaici i dati meteo-climatici sono stati tratti dalle librerie del software di simulazione utilizzato. Le simulazioni, per entrambi gli scenari, sono state condotte in ambiente TRNSYS, un programma a struttura modulare scritto in Fortran. Questo software è particolarmente indicato per simulare le prestazioni delle fonti rinnovabili, in quanto provvisto di librerie relative a turbine eoliche e a pannelli fotovoltaici. Ai fini del calcolo è stata simulata la messa in opera di pannelli che utilizzano moduli cilindrici fotovoltaici a film sottile in CIGS, capaci di trasformare in energia elettrica una maggiore quantità di energia solare, riescono infatti a convertire la luce solare diretta, diffusa e riflessa. Ai fini del dimensionamento dell'impianto unitario da collocare nel background della simulazione è stato ipotizzato l'utilizzo di una superficie pari a circa 15 mq per abitazione, e una potenza di picco dei pannelli fotovoltaici da installare pari a circa 1200 Wp. Impianti di tali dimensioni potrebbero essere installati direttamente sui solai di copertura delle abitazioni eoliche, che per natura architettonica presentano un orientamento

orizzontale, senza opere murarie a contorno che possano ridurre la superficie utilizzabile. Allo scopo di verificare le condizioni di installazione maggiormente performanti, i calcoli sono stati effettuati ipotizzando tre diverse inclinazioni (slopes) dei pannelli fotovoltaici: orizzontale, 22° e 30°; di seguito indicati come:

- scenario Slope Orizzontale;
- scenario Slope 22°;
- scenario Slope 30°.

Per ogni impianto è stata calcolata la producibilità mensile ed annuale (*tab. 6*).

Tabella 6. Scenari di producibilità rapportati alle tre soluzioni di installazione dei pannelli pv

Inclinazione dei pannelli fotovoltaici	ORIZZONTALE	SLOPE 22°	SLOPE 30°
Mesi	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>
gennaio	89,00	112,31	115,87
febbraio	105,94	125,22	129,17
marzo	167,62	186,17	188,95
aprile	203,19	212,31	211,57
maggio	234,49	232,51	227,70
giugno	230,32	223,48	217,21
luglio	226,12	221,76	216,15
agosto	201,91	207,89	205,76
settembre	170,60	188,69	191,05
ottobre	135,40	162,67	168,44
novembre	89,57	111,45	116,43
dicembre	76,89	98,74	103,89
PROD. TOT	1.931,06	2.083,19	2.092,19
PROD. TOT (MWh)	1,931	2,083	2,092

Fonte: elaborazione propria mediante software TRNSYS

Appare opportuno precisare che nella stima è stato eseguito un calcolo delle perdite pari a circa il 25%. Tale valore appare essere cautelativo in quanto basato su impianti di tipo convenzionale (mono - poli cristallino) soggetti a perdite maggiori rispetto alla tecnologia fotovoltaica utilizzata nella simulazione (cilindri fotovoltaici a film sottile). Nel dettaglio l'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Si può osservare che la producibilità raggiunge i valori più elevati nelle ipotesi di inclinazione media (30° - 22°). Ma nella scelta è opportuno tenere bene in considerazione i livelli di producibilità nell'arco del quadrimestre giugno – settembre, nei quali si registra un afflusso di persone che determina una impennata dei consumi energetici.

Tale considerazione, unitamente ai dati sull'intensità delle presenze turistiche nei singoli mesi estivi (*tab. 3*), suggerisce di adottare lo Scenario slope 22° che, pur non rappresentando la soluzione più performante nell'arco complessivo di un anno, garantisce la più elevata producibilità di energia nel mese di agosto, dove si alloca il massimo picco di affluenza turistica.

Successivamente, allo scopo di formulare gli scenari di producibilità energetica da fotovoltaico, nell'intero anno e nel solo quadrimestre giugno – settembre, i valori di producibilità del singolo impianto prescelto (slope 22°) sono stati moltiplicati:

- per il numero complessivo di abitazioni presenti sull'isola (1.908), secondo i dati rilevati dall'ultimo censimento ISTAT (2001) - SCENARIO A
- per la metà delle abitazioni presenti sull'isola (954) – SCENARIO B
- per un quarto delle abitazioni presenti sull'isola (477) – SCENARIO C.

Si ottengono in tal modo tre diversi valori di producibilità energetica (*tab. 7*).

Tabella 7. Scenario di producibilità energetica da fotovoltaico slope 22° nell'isola di Salina

SCENARIO	IMPIANTI FV (SLOPE 22°)	
	PRODUCIBILITÀ ANNUA	QUADRIMESTRE GIUGNO-SETTEMBRE
A	3.975 MWh/anno	1.606,19 MWh/quadrimestre
B	1.987,5 MWh/anno	803,09443 MWh/quadrimestre
C	993,75 MWh/anno	401,54721 MWh/quadrimestre

Fonte: : elaborazione propria mediante software TRNSYS

Si è voluto in tal modo formulare scenari che variano dallo Scenario A, puramente teorico che vede installato un impianto fotovoltaico in tutte le abitazioni dell'isola, agli Scenari B e C, più verosimilmente realizzabili, che simulano rispettivamente l'installazione nel 50% e nel 25% di tutte le abitazioni dislocate nei tre Comuni. L'implementazione dello Scenario A, con una producibilità annuale pari a 3.975 MWh, garantirebbe la produzione di più di un terzo del totale fabbisogno annuale, pari a 10.859,49 MWh (residenti più presenze turistiche), mentre nel quadrimestre giugno – settembre, con una producibilità pari a 1.606,19 MWh, assolverebbe quasi al 50% del fabbisogno totale, pari a 3.829,75 MWh (di cui 3.413,91 MWh per i residenti, e 415 MWh per le presenze turistiche).

Anche gli Scenari B e C, la cui realizzabilità è decisamente più elevata, mostrano risultati apprezzabili; infatti, il fabbisogno energetico totale (residenti più presenze turistiche) nel solo quadrimestre giugno – settembre, sarebbe sostenuto da una buona quota di energia autoprodotta con il fotovoltaico, 803,09 MWh nel caso di implementazione dello Scenario B, e 401,54 MWh nel caso di implementazione dello Scenario C. Si può comunque notare che il valore indicato per ultimo, è di per sé sufficiente a coprire in maniera quasi completa il fabbisogno energetico addebitabile alle presenze turistiche nei quattro mesi estivi, pari a 415,83 MWh, evitando in tal modo i disagi spesso riconducibili alla sovrapproduzione di energia. Bisogna, inoltre, considerare l'apporto che, in termini energetici, riescono ad offrire le turbine micro-eoliche nel quadrimestre in questione. Anche in tal caso, ipotizzando una soluzione verosimilmente realizzabile, è stata stimata la producibilità delle turbine microeoliche da 1.5 kW installate e messe in opera nella metà delle abitazioni dislocate nei tre diversi Comuni, tenendo sempre in conto le differenti altezze sul livello del mare (tab. 8).

Tabella 8. Scenario di producibilità energetica nell'isola di Salina da micro-eolico nel quadrimestre giugno – settembre

COMUNI	Producibilità media di una turbina [kWh]	Producibilità media di turbine installate nel 50% delle abitazioni [MWh]	Producibilità totale [MWh]
MALFA 90 m s.l.m.	200,09	57,53	156,18
LENI 202m s.l.m.	285,02	74,96	
SANTA MARINA 25 m s.l.m.	58,73	23,69	

Fonte: elaborazione propria dati RSE mediante software TRNSYS

Gli scenari di producibilità stimati in tale lavoro consentirebbero di evitare l'emissione nell'atmosfera di una notevole quota di CO₂ (tab. 9).

Tabella 9. Stima delle emissioni di CO₂ evitate sulla base dei diversi scenari

SCENARIO	MWh stimati	Emissioni di CO ₂ evitate (t)
Scenario A/anno	3.975	42,21
Scenario B/anno	1.987,50	21,11
Scenario C/anno	993,75	10,55
Scenario A/quadrimestre	1.606,19	17,06
Scenario B/quadrimestre	803,09443	8,53
Scenario C/quadrimestre	401,54721	4,26
Turbine eoliche Quadrimestre Giu-Set (installate sul 50% delle abitazioni)	156,18	1,66

Fonte: elaborazione propria

Per il calcolo delle emissioni di anidride carbonica evitate (in quanto generate altrimenti dalla centrali termoelettriche) il valore di energia elettrica prodotta dall'impianto (nei casi in oggetto fotovoltaico e microeolico) viene moltiplicato per il fattore del mix elettrico italiano (0,531 Kg CO₂/kWhel). Successivamente il valore così ottenuto, vale a dire l'anidride carbonica evitata in un anno, viene

moltiplicato per l'intera vita dell'impianto, ovvero per venti anni.

Conclusioni

Attraverso l'analisi condotta nel presente lavoro è stato possibile apprezzare che la produzione di energia da FER, nel contesto analizzato, potrebbe sensibilmente ridimensionare la condizione di dipendenza energetica, con le ovvie diversificazioni a seconda della maggiore o minore diffusione di installazioni tecnologiche. Si è avuto modo di verificare che anche una diffusione non invasiva di installazioni avrebbe effetti produttivi di rilievo. La tecnologia del fotovoltaico, opportunamente implementata, potrebbe essere di grande supporto, soprattutto nei mesi estivi, nei quali è dato registrare un elevato grado di irraggiamento solare, divenendo così strumento risolutivo per l'elevato carico energetico dovuto alla massiccia concentrazione di presenze turistiche. Mentre, dall'altro lato, la tecnologia del microeolico, la cui producibilità risulta nettamente più elevata nel corso dei mesi invernali, potrebbe essere di supporto agli stessi residenti, per i quali a volte l'approvvigionamento energetico, legato al trasporto in loco di combustibili fossili, risulta limitato da condizioni climatiche avverse.

Bibliografia

- Assessorato per il Territorio e l'Ambiente and Assessorato dei Beni Culturali e Ambientali della Pubblica Istruzione, "Impianti di produzione di energia eolica in Sicilia, in relazione alla normativa di salvaguardia dei beni paesaggistici", 2006.
- Assessorato Turismo, Comunicazione e Trasporti, "Isole Eolie, information request", Servizio Turistico Regionale N. 11, 2010.
- Comuni di Malfa, Leni e Santa Marina, "information request", Uffici dello Stato Civile e Anagrafe, 2010.
- Consiglio delle Comunità Europee, 1979. Direttiva 79/409/CEE del Consiglio, del 2 aprile 1979, concernente la conservazione degli uccelli selvatici.
- Consiglio delle Comunità Europee, 1992. Direttiva 92/43/CEE del Consiglio, del 21 maggio 1992, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche.
- Dipartimento Territorio e Ambiente, "Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico", 2006.
- Drago A., "Atlante climatologico della Sicilia", seconda edizione, Rivista Italiana di Agrometeorologia, 67-83 (2), 2005.
- Giunta Regionale –Regione Siciliana, "Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliano (P.E.A.R.S.) – Approvazione", Deliberazione n.1 del 03/02/2009.
- Presidente della Repubblica, Decreto del Presidente della Repubblica 12 marzo 2003, n.120 Regolamento recante modifiche ed integrazioni al decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, concernente attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche, 2003.
- RSE – Ricerca sul Sistema Energetico, "Information request" 2010
- Soprintendenza per i Beni Culturali ed Ambientali di Messina, Regione Siciliana, "Piano Territoriale Paesistico delle Isole Eolie", 2000.
- Terna, "Consumi di energia elettrica per abitante in Italia dal 1963 al 2007", Dati storici, pp. 182-183 <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=ipA%2fvfJpBq0%3d&tabid=653>, 2008.

Summary

APPLICATION POTENTIALITIES OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN THE EOLIAN ISLANDS ARCHIPELAGO

The Eolian islands represent a suitable scenario to develop sustainable energy systems due to the territorial peculiarities. The energy dependence on the mainland and the high fuel costs imported by tanker boats suggest the implementation of energy production technologies by renewable energy sources. Therefore, the energy productivity was evaluated by the photovoltaic and wind technologies in order to calculate their weight compared with the total estimated energy requirement. The analysis was addressed only to the Salina island due to the homogeneous meteo-climatic conditions and the similar local economies existing in the seven islands, characterized by incoming tourism system. The energy productivity evaluation was preceded by an analysis concerning the laws operating in the eolian territory, in order to formulate technical scenarios in accordance with the preservation of the naturalistic and cultural heritage of the islands. Therefore, the annual and the four-month (June – September) energy productivity were measured by suitable software tools and the obtained values were compared with the total estimated energy requirement.

LE COLTURE LIGNOCELLULOSICHE PER LA PRODUZIONE DI BIOETANOLO DI 2^A GENERAZIONE IN PIEMONTE

CARMELA ANGELONE, ALESSANDRO BONADONNA, FRANCO PERCIVALE
Dipartimento di Scienze Merceologiche, Università degli Studi di Torino
C.so Unione Sovietica 218-bis, 10134, Torino
e-mail: carmenange@libero.it, bonadonna@econ.unito.it, percivale@econ.unito.it

Riassunto

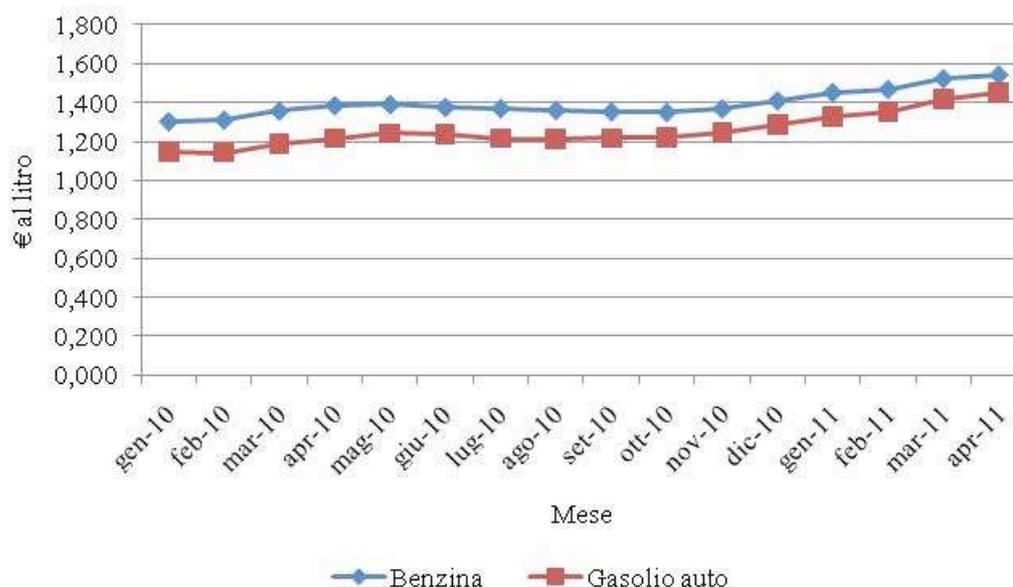
I recenti accadimenti nelle regioni nordafricane e mediorientali hanno determinato un rapido incremento del prezzo dei carburanti, dopo un periodo di relativa stabilità dei prezzi al consumo. Conseguentemente, la necessità di individuare strumenti finalizzati a ridurre tale fenomeno ha suscitato nuovo interesse nei confronti della produzione dei biocarburanti. A tale proposito, in Piemonte è in progetto la realizzazione di un impianto per la produzione di bioetanolo ottenuto da canna comune.

Introduzione

Quando il prezzo del petrolio aumenta si verifica regolarmente una crescita dell'attenzione dell'opinione pubblica per i biocarburanti. Se il prezzo del petrolio non subisce variazioni significative in un certo lasso di tempo, generalmente non si pongono problemi di sostenibilità economica ed ambientale rispetto ai combustibili fossili (Zezza A., 2007), che sono invece di fondamentale importanza nei periodi caratterizzati da forti variazioni dei prezzi del greggio.

Nel corso degli ultimi 16 mesi, il prezzo al consumo per litro della benzina è aumentato del 18,17%, quello del gasolio del 26,44% (Grafico 1). Tali incrementi sono stati determinati dall'aumento del costo del petrolio greggio (Grafico 2), con conseguente crescita dei costi di produzione (Grafico 3), cui si è sommato l'aumento del valore delle accise nel mese di aprile 2011 (finanziamento del Fondo Unico per lo Spettacolo).

Grafico 1: Prezzi medi mensili nazionali al consumo di benzina e gasolio auto

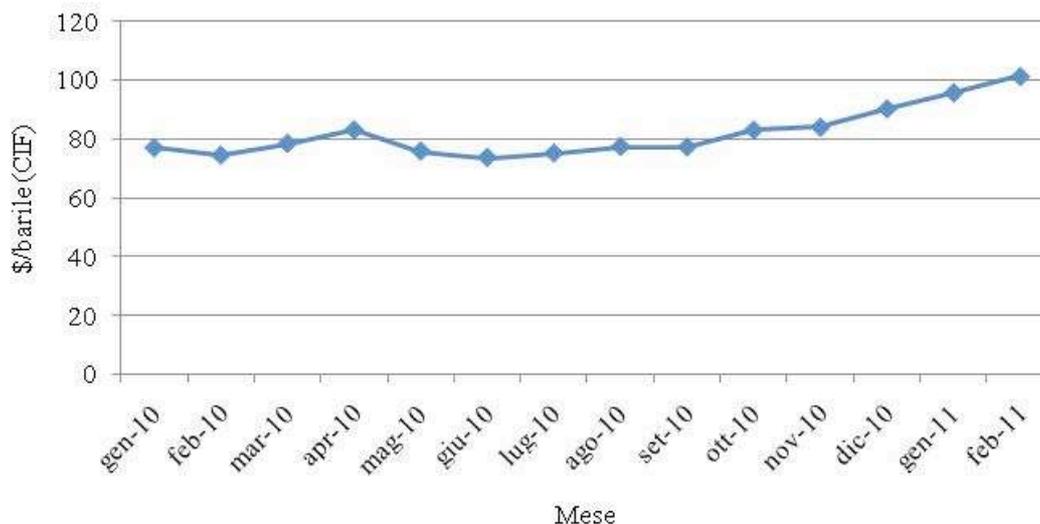


Fonte: Elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, Statistiche dell'Energia

Dal 2003 le normative europee avevano imposto agli Stati Membri l'introduzione di quantità di biocarburanti nella rete tradizionale di distribuzione dei carburanti per i trasporti, in percentuali variabili in relazione all'anno di riferimento (Dir. 2003/30/CE del 8 maggio 2003, abrogata dalla Dir. 2009/28/CE del 23 aprile 2009). L'Italia aveva recepito la direttiva del 2003 con il Decreto Legislativo n. 128 del 30 maggio 2005, introducendo l'obbligo di miscelazione di biocarburanti secondo "obiettivi indicativi nazionali" dell'ordine

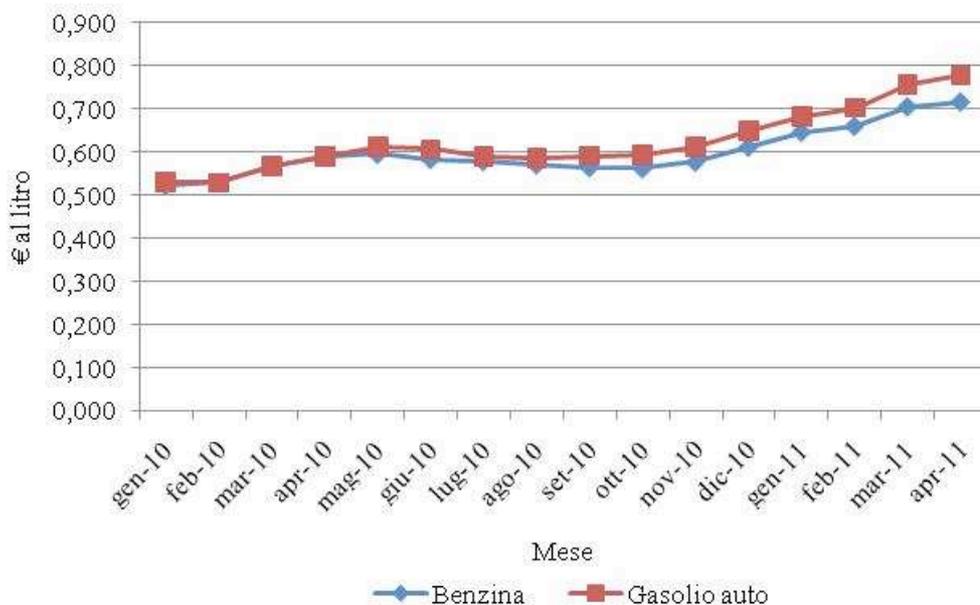
dell' 1% entro il 31 dicembre 2005, per giungere fino al 2,5% entro il 31 dicembre 2010. Tralasciando di rimarcare la differenza tra quanto imposto dalla normativa nazionale e quanto prescritto invece dalla direttiva europea (la direttiva 2003/30/CE all'articolo 3 prescriveva infatti degli obblighi di miscelazione superiori, dell'ordine del 2%, calcolato in base al tenore energetico di tutta la benzina e del diesel per trasporti immessi sul mercato al 31 dicembre 2005, e del 5,75% di tutta la benzina e del diesel immessi sul mercato al 31 dicembre 2010), è da rilevare il fatto che in Italia praticamente la totalità della quota è stata coperta mediante il ricorso al biodiesel, sia di produzione nazionale sia di provenienza estera (IEA, 2009).

Grafico 2: Costo del greggio – Dollari al barile (CIF)



Fonte: Elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, Statistiche dell'Energia

Grafico 3: Prezzi medi mensili nazionali industriali di benzina e gasolio auto



Fonte: Elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, Statistiche dell'Energia

Il bioetanolo non ha praticamente trovato spazio sul mercato italiano: la produzione, di fatto, non è mai iniziata. Si è discusso a lungo sull'opportunità di realizzare una filiera per il bioetanolo in Italia utilizzando gli strumenti istituiti con la Riforma dell'Organizzazione Comune di Mercato dello Zucchero approvata nel 2005 che permettevano, almeno sulla carta, di dirottare parte della ingente produzione bieticola a favore della produzione di bioetanolo di prima generazione mediante riconversione di alcuni impianti (Bonadonna A. et

al., 2007). Con il tempo si è preso atto che le bietole prodotte nelle aree temperate mediterranee non hanno qualità chimico-biologiche soddisfacenti e rese sufficienti per supportare una filiera di produzione di bioetanolo, ed anche l'idea di utilizzare mais si è rivelata impraticabile a seguito degli aumenti dei prezzi del 2008 e dei dibattiti etici che hanno scosso una buona parte dell'opinione pubblica. Tali accadimenti, hanno portato a valutare l'opportunità di realizzare sistemi alternativi finalizzati alla produzione di bioetanolo cosiddetto di 2^a generazione, ovvero un biocarburante ottenuto da fermentazione di molecole di cellulosa e di emicellulosa estratte da piante non commestibili coltivate appositamente per la sua produzione.

Di seguito, si analizzano le caratteristiche della canna comune e del miscanto, colture che possono essere utilizzate per la produzione di bioetanolo di 2^a generazione, ed il contesto agricolo in cui esse dovrebbero essere inserite, al fine di valutare la fattibilità di implementazione di un sistema produttivo basato su tali colture valutando altresì la redditività che un simile tipo di iniziativa potrebbe consentire al mondo agricolo, direttamente interessato dai cambiamenti che scaturiranno dalla modificazione del tipo di colture impiantate.

Le colture da biomassa per la produzione di bioetanolo di 2^a generazione

È riconosciuto che le colture energetiche dovrebbero avere alcune imprescindibili caratteristiche, per essere vantaggiose in termini di produzione di energia: innanzi tutto non dovrebbero essere colture alimentari, per evitare di diventare oggetto di dibattiti etici sull'opportunità di produrre energia con prodotti alimentari, visto e considerato che il problema della fame nel mondo è ad oggi tutt'altro che risolto. In secondo luogo dovrebbero avere caratteristiche di spiccata rusticità ed adattabilità: scarso fabbisogno idrico, adattabilità a terreni marginali e poveri di sostanze nutritive, poca necessità di concimi e di fertilizzanti. Oltre a questo, dovrebbero essere molto competitive con le specie infestanti, in modo da richiedere minime quantità di diserbanti. Le rese in biomassa dovrebbero essere elevate, con preponderanza di cellulosa e di emicellulosa, e gli interventi durante l'anno dovrebbero essere ridotti al minimo (Marrone M., Arioli A., 2009).

Le caratteristiche elencate appartengono a due erbacee poliennali, che potrebbero diventare oggetto di una filiera italiana del bioetanolo di seconda generazione: la canna comune o gentile (*Arundo donax*) ed il miscanto (*Miscanthus sinensis x giganteus*).

Diversi studi hanno nel tempo analizzato le caratteristiche della canna comune o gentile (Nassi N. et al., 2010), confrontandola spesso con altre specie che tipicamente vengono coltivate a fini energetici.

Si cita ad esempio lo studio relativo al progetto Biocolt del C.E.T.A., finalizzato alla individuazione delle proprietà della canna comune e del miscanto, che rappresentano due possibili colture energetiche adatte ad essere coltivate per contribuire al disinquinamento della Laguna di Venezia (Picco D., 2010). Le specie analizzate presentano alcune caratteristiche comuni: innanzi tutto una volta messo a dimora, l'impianto ha una durata che supera il decennio. I costi di impianto sono variabili, e le lavorazioni iniziali sono le stesse che in genere si eseguono per le colture annuali (aratura, concimazione di fondo, erpicatura, assolatura, ecc.). Le quantità di biomassa prodotta durante la fase attiva dell'impianto sono alte, grazie alla robustezza e rusticità delle specie.

La fertilizzazione richiesta non è particolarmente intensa, concimazione azotata di circa 80 kg/ha (Cresta C. et al., 2010), ed è necessaria principalmente nei primi anni, rendendo le specie in analisi particolarmente adatte ad un territorio tendenzialmente inquinato ed impoverito che male sopporterebbe ulteriori carichi di elementi chimici. Le necessità idriche delle due colture inoltre sono modeste.

La canna comune o gentile (Arundo donax)

La canna comune è una pianta appartenente alle Graminacee (*Poaceae*) originaria del Medio Oriente, naturalizzata in tutta l'area mediterranea. La si trova spesso lungo i letti dei fiumi e nelle zone paludose in genere, dove cresce spontaneamente ed ha carattere infestante. Ha inoltre una spiccata resistenza a malattie ed a patogeni in genere.

I fusti sono cavi e possono raggiungere anche i 6-7 metri di altezza, mentre nel terreno i rizomi generano radici che possono arrivare a profondità ragguardevoli, per attingere acqua dalle falde superficiali. Le gemme si distinguono in primarie e secondarie: le prime germogliano in primavera e generano fusti che verranno tagliati al primo raccolto, le gemme secondarie generano i fusti che saranno oggetto della seconda raccolta. Alle latitudini mediterranee le grandi pannocchie alla sommità delle piante non giungono a completa maturazione, pertanto non generano semi produttivi. Di conseguenza la riproduzione delle canne deve essere realizzata con talee del fusto o dei rizomi. Ideali sono le zone temperate, a clima principalmente caldo, in quanto le basse temperature potrebbero danneggiare l'impianto rendendo poco vitali i rizomi.

La produttività della coltura è argomento dibattuto: in base ad esperienze di coltivazione realizzate in diverse zone d'Italia è possibile darne una stima, sintetizzata in Tabella 1. Viene considerata la biomassa prodotta in

termini di tonnellate di sostanza secca per ogni ettaro coltivato.

Tabella 1. Produttività media di impianto di canna comune.

Anno d'impianto	Produttività in termini di biomassa
Primo anno	8-10 t s.s. per ha
Secondo anno	20-25 t s.s. per ha
Terzo anno	30-35 t s.s. per ha

Fonte: C.E.T.A. - Colture energetiche per il disinquinamento della Laguna di Venezia

Le necessità idriche della canna gentile sono generalmente modeste. Alcune prove hanno mostrato che le piante sono in grado di produrre circa 3 grammi di sostanza secca per ogni litro d'acqua, ed addirittura si può arrivare ad ottenere fino a 10 grammi di sostanza secca per litro d'acqua se si sottopongono le canne a forti stress idrici (Picco D., 2010).

Alcune delle maggiori criticità per quanto concerne la coltivazione della canna comune si riscontrano nella fase di messa a dimora e nella fase di espianto al termine del periodo di vita dell'impianto. La fase iniziale infatti consiste nel trapianto di rizomi, di dimensioni variabili, che pesano tra i 300 e i 500 grammi in media (Picco D., 2010), che si svolge prevalentemente con trapiantatrici da tuberi modificate, oppure con trapiantatrici per canna da zucchero nel caso di fusti già sviluppati dell'età di due anni (Fiala M., 2009). I particolari macchinari richiesti per l'operazione di messa a dimora determinano un incremento dei costi di impianto, che influisce sul costo totale di produzione. Se mediante la ricerca si giungesse alla riproduzione in vitro o per talea, i costi di impianto si ridurrebbero sensibilmente, ed i macchinari necessari sarebbero gli stessi che si usano per gli ortaggi (Candolo G., 2006).

Altri problemi si riscontrano nella fase di espianto della coltura al termine del periodo produttivo: i rizomi si sviluppano colonizzando indicativamente i primi 30 cm di profondità del terreno, dunque prima di mettere a dimora una nuova coltura è necessario un massiccio intervento di estirpo, il cui costo sarebbe opportuno valutare preventivamente al fine di stabilire l'effettiva economicità dell'impianto.

Le file dell'impianto dovrebbero avere tra loro una distanza compresa tra 1,5 e 3 metri, e si possono piantare da 11.000 a 13.000 rizomi per ogni ettaro (Monti A. et al., 2006). Prima e dopo la messa a dimora occorre provvedere ad interventi di diserbo selettivo: si utilizzano Glyphosate e Nicosulfuron. Durante il primo anno di coltivazione in genere non si effettua la raccolta, in quanto la canna gentile ha un ciclo di crescita biennale, ed al primo anno la raccolta sarebbe scarsa (vedere tabella 1). Nel secondo anno si procede con la raccolta, preferibilmente nei mesi invernali (da dicembre a febbraio), durante i quali si registra la caduta delle foglie e la perdita di parte dell'umidità dalla biomassa. La raccolta può essere effettuata con due differenti sistemi: è possibile sminuzzare i fusti delle canne sul campo e stocarli direttamente in pezzetti di 2-3 cm, oppure effettuare la trinciatura seguita da rotoimballatura. In questo secondo caso però si raccolgono parti di terra e foglie cadute, riducendo la qualità della biomassa (Picco D., 2010).

Punti di criticità della coltivazione dell'*Arundo donax*:

- L'impianto di *Arundo donax* ha necessariamente una durata media di un decennio: nel momento in cui l'agricoltore decide di intraprendere questo tipo di coltura deve considerare che i terreni saranno impegnati per un periodo di tempo variabile da 7 a 13 anni, senza trascurare il fatto che in un così lungo lasso di tempo la situazione economica potrebbe variare, e rendere non redditizia la coltura in base al prezzo pagato dall'industria.
- La canna comune è una graminacea che ha caratteristiche infestanti, dunque se si impianta la coltura in terreni che confinano con altre coltivazioni, occorre mantenere libera una fascia di terreno di almeno 3 metri al fine di evitare che le canne si espandano andando a soffocare le altre colture limitrofe. Questa fascia di contenimento limita la superficie produttiva.
- I fitofarmaci che si utilizzano nella fase di impianto e di espianto, e limitatamente durante il periodo vegetativo, sono comunemente utilizzati in agricoltura. Ufficialmente non risultano essere particolarmente pericolosi per l'uomo se utilizzati correttamente e secondo le indicazioni dei produttori. Ciò nonostante, occorre rilevare che su terreni già danneggiati o impoveriti, ulteriori sostanze chimiche potenzialmente inquinanti rappresentano una minaccia. L'alternativa all'utilizzo di fitofarmaci sarebbe un maggior numero di interventi umani, che però determinerebbe l'aumento dei costi di produzione, rendendo poco competitiva la biomassa. Occorre valutare accuratamente il trade-off per stabilire la sostenibilità economica ed ambientale della coltura.

Il miscanto (Miscanthus sinensis x giganteus).

Come la canna gentile, il miscanto appartiene alla famiglia delle Graminacee, ma a differenza della

canna fu introdotto nelle aree mediterranee in forma ornamentale, perché particolarmente decorativo. La particolare tipologia di cui si tratta è un ibrido, sterile, dunque riproducibile solo mediante trapianto di rizomi.

A differenza della canna comune che ha efficienza fotosintetica C₃, il miscanto è una pianta erbacea C₄^a, in grado di garantire maggiori rese a parità di condizioni climatiche. Le radici possono arrivare in profondità, ad oltre 2 metri dal suolo, permettendo alla pianta di raggiungere le falde acquifere superficiali. I rizomi sono più piccoli rispetto a quelli della canna comune (ogni rizoma ha un peso intorno ai 40 grammi), ed il trapianto avviene nel periodo primaverile, tra marzo ed aprile. In genere si mettono a dimora dai 12.000 ai 15.000 rizomi per ogni ettaro, con una distanza tra le file di un metro e mezzo, perché il costo dei rizomi è elevato. La parte al di sopra del terreno è caratterizzata da foglie densamente distribuite e culmi che possono arrivare anche a 2 metri di altezza.

Anche le necessità idriche della pianta sono piuttosto esigue: l'irrigazione si effettua solo nei primi tempi di impianto, successivamente le radici si espandono nel terreno, rendendo la pianta autosufficiente per quanto concerne il fabbisogno di acqua. L'efficienza idrica del miscanto è notevole: se le condizioni sono favorevoli la specie può arrivare a rese in sostanza secca tra gli 11 e i 14 g/l d'acqua. Anche la concimazione non è richiesta in dosi massicce, e la pianta non è soggetta a infestazioni parassitarie particolari o ad importanti patologie batteriche.

La raccolta della biomassa si effettua nel periodo finale dell'inverno, dopo che le foglie sono cadute spontaneamente e l'umidità della biomassa è ridotta. La produttività del miscanto è notevole, alcuni esperimenti condotti in Friuli (Picco D., 2010) hanno mostrato rese comprese tra 15 e 25 tonnellate per ettaro annue, con picchi anche di 30 tonnellate per ettaro annue. Gli impianti possono restare produttivi per lunghi periodi di tempo, fino a 15 anni, con una maggiore produttività negli anni iniziali.

Al primo anno di impianto non si procede con la raccolta della biomassa, che sarebbe esigua, ma si effettua una trinciatura nel campo per fornire uno strato protettivo alle nuove piantine. Dagli anni successivi la raccolta avviene come per la canna gentile, con la differenza che il miscanto garantisce una minore umidità della biomassa raccolta.

Come per la canna comune, i macchinari di impianto e di raccolta del miscanto sono riadattamenti di macchine agricole tradizionali, che rendono meno di quanto potrebbe fare un sistema progettato appositamente per la coltura in argomento. Inoltre, come per l'*Arundo donax* al termine del periodo produttivo dell'impianto sono necessarie costose lavorazioni per ripristinare l'originale qualità del terreno, mediante espanto dei rizomi che generalmente colonizzano i primi 30 cm del sottosuolo, facendo prima un trattamento con Glyphosate a scopo diserbante (Picco D., 2010).

Punti di criticità della coltivazione di *Miscanthus sinensis* x *giganteus*.

- Per una sana crescita del miscanto occorre che le temperature si mantengano superiori ai 6°C, perché in caso di discesa al di sotto di tale limite la crescita delle piante potrebbe risultare limitata (ad es. in caso di gelate primaverili).
- Come detto, generalmente si piantano da 12 a 15 mila rizomi per ogni ettaro. Secondo il C.E.T.A. la densità ideale di impianto sarebbe di circa 20.000 rizomi per ettaro, che però raramente si realizza a causa del costo dei rizomi. Dunque la scala produttiva rimane generalmente sottodimensionata, con conseguente riduzione delle rese teoricamente realizzabili.
- La fase della raccolta della biomassa presenta delle criticità sostanziali: esiste un problema relativo alla qualità e la densità della biomassa raccolta. Effettuando la raccolta nel periodo tardo invernale infatti, mediante falcia-trincia-caricatrice, si evitano le foglie, già cadute al suolo. Ne consegue una riduzione della biomassa potenzialmente ottenibile, ma di contro la qualità della biomassa effettivamente raccolta è superiore, perché si evitano residui terrosi. Se si raccogliessero le foglie, per procedere con una eventuale imballatura, si raccoglierebbe anche terra, che ridurrebbe la qualità della biomassa. La soluzione potrebbe risiedere in un sistema meccanizzato che consenta di raccogliere tutta la pianta senza toccare il terreno.

Produzione di bioetanolo di 2^a generazione: una iniziativa piemontese

^a **Fotosintesi C₃** [*C₃ photosynthesis*] Via fotosintetica in cui l'anidride carbonica viene assimilata inizialmente in un composto a 3 atomi di carbonio, la fosfogliceraldeide (PGA, *phosphoglyceraldehyde*), nel ciclo di Calvin.

Fotosintesi C₄ [*C₄ photosynthesis*] Via fotosintetica che implica l'assimilazione iniziale dell'anidride carbonica in un composto a 4 atomi di carbonio, come l'acido ossaloacetico (OAA, *oxaloacetic acid*) o il malato.

Fonte: Glossario di termini impiegati in ecologia <http://web.unife.it/utenti/remigio.rossi/didattica/ecologia/ecobase/II%20GLOSSARIO%20di%20termini%20impiegati%20in%20ECOLOGIA.htm>

Lo sviluppo internazionale delle tecnologie finalizzate all'ottenimento di bioetanolo da materie prime lignocellulosiche, ha portato il Gruppo Mossi & Ghisolfi ad avviare alcune sperimentazioni e gli iter amministrativi per realizzare in Italia un impianto pilota di produzione di bioetanolo di 2^a generazione.

Le sperimentazioni condotte dalla Mossi & Ghisolfi hanno indicato la canna comune o gentile (*Arundo donax*) quale materia prima più vantaggiosa per tale scopo. Essa sarebbe in grado di rifornire in modo economico e costante l'impianto in progetto grazie alle alte rese per ettaro e al buon rendimento nel processo produttivo (Ghisolfi G., 2010).

Il progetto del gruppo Mossi & Ghisolfi prevede la costruzione di un impianto di produzione di bioetanolo in grado di immettere sul mercato indicativamente 40.000 tonnellate di biocarburante all'anno, utilizzando principalmente l'*Arundo donax* come materia prima, ed in seconda battuta, nel caso fosse necessario integrare il rifornimento di materia prima, la paglia di frumento. È previsto l'uso di circa 190.000 tonnellate all'anno di biomassa in sostanza secca, che alla raccolta sono corrispondenti a circa 450.000 tonnellate di canna gentile. La lignina, quale prodotto residuale del processo produttivo del bioetanolo, verrà impiegata per alimentare un impianto di generazione di energia elettrica, della potenza di 48 MW, sito anch'esso nel territorio del comune di Crescentino.^b

Il processo produttivo inizia con il pretrattamento della biomassa. Le cellule vegetali sono composte principalmente da cellulosa ed emicellulosa, oltre alla lignina che funge da cementante e conferisce la compattezza e la resistenza della pianta. I sistemi più diffusi per liberare la cellulosa e l'emicellulosa dalla lignina sono due: il pretrattamento detto di "steam explosion" o il pretrattamento acido.

Il primo, come appare evidente dal nome, prevede l'esplosione delle cellule vegetali grazie all'impiego del vapore acqueo. La biomassa è esposta a vapore ad alta temperatura e ad alta pressione. Dopo che la biomassa si è impregnata di vapore, una diminuzione della pressione determina l'espansione del vapore, facendo esplodere le cellule. La lignina può essere separata dalle altre componenti con specifico trattamento oppure attraverso la separazione spontanea lungo la catena di produzione.

Il secondo procedimento consiste nell'espore la biomassa all'azione di un composto acido ad alta temperatura. Le cellule vegetali vengono così liberate dalla lignina, ma il rischio è quello di inibire la successiva azione degli enzimi o dei lieviti. Dopo il pretrattamento si ha la fase di idrolisi enzimatica: la cellulosa viene trasformata in glucosio grazie ad enzimi come le cellulasi. Allo stesso tempo l'emicellulosa è destrutturata e quindi gli zuccheri che la compongono sono più facilmente disponibili.

La fase successiva è la fermentazione, che in realtà può anche avere luogo contemporaneamente all'idrolisi enzimatica. Consiste nel tradizionale processo di fermentazione alcolica, utilizzando lieviti come il *Saccharomyces cerevisiae*, che è particolarmente resistente e lavora in modo efficace anche in ambienti in cui la concentrazione di etanolo sale a seguito della reazione chimica innescata. Infine il bioetanolo viene distillato e purificato (Marrone M., Arioli A., 2009).

Il prezzo della canna gentile è stabilito per via contrattuale tra i soggetti coinvolti nel progetto. Oltre alla Mossi & Ghisolfi a capo della filiera industriale, infatti, si aggiungono la Forenergy di Vigevano, che si occuperà della raccolta della biomassa, i vivai Alasia Franco di Savigliano (CN), cui spetta il compito di produrre i rizomi da piantare (Nardin F., 2010), e gli agricoltori della zona di Crescentino, coordinati dalle diverse associazioni di produttori. Il prezzo della paglia di frumento invece è oggetto di trattative di mercato.^c

La Mossi & Ghisolfi prevede di ricevere la materia prima dal territorio circostante l'impianto, indicativamente non oltre i 40 chilometri di raggio. Tale soluzione è stata scelta affinché i costi di trasporto non incidano eccessivamente sul costo della materia prima ed al fine di ridurre le quantità di CO₂ immesse in atmosfera dal trasporto su gomma.

Costi di produzione della canna comune

Al fine di ipotizzare una valutazione economica relativa al progetto piemontese, si è preso a riferimento lo studio eseguito dal C.E.T.A. nell'ambito del Progetto Biocolt (Picco D., 2010), finalizzato all'individuazione di colture energetiche per la riduzione degli inquinanti nella Laguna di Venezia. I risultati ottenuti da tale ricerca evidenziano come i costi di produzione della canna gentile siano molto elevati nel primo anno d'impianto, per poi ridursi notevolmente negli anni successivi. Il capitale richiesto nel primo anno di attività è costituito principalmente dai costi di impianto che rappresentano l'88,67% del totale. Tali costi non

^b Comunicazione di avvio del procedimento depositata presso la Provincia di Vercelli, www.provincia.vercelli.it/download/20100512-1116-AVVIO_IBP.pdf consultato il 4.5.2011

^c <http://www.ismea.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/217>, consultato il 5.5.2011

debbono essere più sostenuti per l'intero ciclo di vita previsto per la coltivazione, consentendo il recupero dell'investimento negli anni a seguire. Nel secondo anno è ancora prevista una quota parte dei costi destinata al diserbo che diviene non più necessario a partire dal terzo anno. Nel corso del dodicesimo anno di attività devono essere considerati inoltre costi ulteriori per il ripristino del terreno (Tabella 2).

Nel caso in oggetto le fasi maggiormente gravose dal punto di vista finanziario (impianto e ripristino) saranno sostenute dalla Forenergy s.r.l. di Vigevano (Nardin F., 2010), delegata anche al trasporto ed al conferimento della biomassa all'impianto.

Tabella 2. Costi di produzione sostenuti per la coltivazione di canna comune (€/ha).

Lavorazioni	I anno	II anno	III – XII anno
Fase preparatoria dell'impianto (aratura profonda ed erpicatura)	174,25	-	-
Concimazione in fase di impianto e di copertura	486,87	76,87	76,87
Impianto	6.739,37	-	-
Diserbo	199,87	41,00	-
Raccolta	-	410,00	410,00
Trasporto	-	374,12	408,97
Ripristino del terreno (solo nel XII anno)	-	-	1.055,47

Fonte: C.E.T.A. - Colture energetiche per il disinquinamento della Laguna di Venezia; Nota: il costo indicato rappresenta la somma dei costi di eventuali prodotti acquistati dall'agricoltore e dei costi tecnici; Nota: tutti i costi indicati in tabella sono stati rivalutati in base agli "Indici dei prezzi dei prodotti agricoli – IV trimestre 2010", http://www.istat.it/salastampa/comunicati/non_calendario/20110401_01/testointegrale20110401.pdf

Discussione

La tecnologia individuata per l'impianto di Crescentino è in grado di portare ad una produzione di bioetanolo che può competere con la benzina in termini di costi, a condizione che il prezzo del petrolio rimanga al di sopra dei 50 \$/barile (cfr Grafico 2) (Ghisolfi G., 2010).

Secondo i dati fino ad oggi disponibili (Z. E., 2011), la Mossi & Ghisolfi offrirebbe agli agricoltori che intendono sottoscrivere i contratti decennali di fornitura della canna comune all'impianto, 100 € ad ettaro *una-tantum* per i primi 1.000 ettari, a titolo di rimborso delle spese di impianto. Il contratto prevede poi per tutti gli anni di attività dell'impianto una remunerazione di 400 € annui all'ettaro, a prescindere dalla quantità prodotta. Gli agricoltori riceverebbero inoltre un incentivo di 15 € alla tonnellata di sostanza secca raccolta per la parte di produzione che eccede le 26,6 tonnellate per ettaro, da sommare alla remunerazione minima garantita. In base a quanto indicato, è possibile effettuare delle ipotesi di redditività dell'impianto di *Arundo donax*, in ragione delle rese possibili.

Tabella 3. Redditività dell'impianto di canna comune.

	PRIMO ANNO			SECONDO ANNO			TERZO ANNO		
	1° scenario	2° scenario	3° scenario	1° scenario	2° scenario	3° scenario	1° scenario	2° scenario	3° scenario
RESE (t/ha)	Fino a 26,6 t/ha	35 t/ha	40 t/ha	Fino a 26,6 t/ha	35 t/ha	40 t/ha	Fino a 26,6 t/ha	35 t/ha	40 t/ha
Rimborso spese d'impianto	€ 100,00	€ 100,00	€ 100,00						
Remunerazione fissa annua	€ 400,00	€ 400,00	€ 400,00	€ 400,00	€ 400,00	€ 400,00	€ 400,00	€ 400,00	€ 400,00
Incentivo per produzioni oltre le 26,6 t/ha								€ 126,00	€ 201,00
RICAVO TOTALE	€ 500,00	€ 500,00	€ 500,00	€ 400,00	€ 400,00	€ 400,00	€ 400,00	€ 526,00	€ 601,00
Fase preparatoria dell'impianto (aratura profonda ed erpicatura)	€ 174,25	€ 174,25	€ 174,25						
Concimazione in fase di impianto e di copertura	€ 486,87	€ 486,87	€ 486,87	€ 76,87	€ 76,87	€ 76,87	€ 76,87	€ 76,87	€ 76,87
Diserbo	€ 199,87	€ 199,87	€ 199,87	€ 41,00	€ 41,00	€ 41,00			
COSTO TOTALE	€ 860,99	€ 860,99	€ 860,99	€ 117,87	€ 117,87	€ 117,87	€ 76,87	€ 76,87	€ 76,87
GUADAGNO/PERDITA	€ - 360,99	€ - 360,99	€ - 360,99	€ 282,13	€ 282,13	€ 282,13	€ 323,13	€ 449,13	€ 524,13

Gli agricoltori dovrebbero sostenere i costi di coltivazione, mentre l'impianto, la raccolta e successivo conferimento allo stabilimento industriale, nonché l'espanto finale, sarebbero gestiti dal contoterzista (Nardin F., 2010).

La prima ipotesi fatta in Tabella 3 per valutare la redditività dell'impianto è quella di ottenere una resa media di 26,6 t/ha, che è il limite oltre il quale gli agricoltori otterrebbero l'incentivo di 15 € a tonnellata. In questo primo caso ad un primo anno caratterizzato da notevoli perdite per ettaro, seguono anni con un guadagno variabile in base al numero di ettari destinati alla canna comune ma comunque stabile e pari a € 323,13 dal terzo anno di impianto in poi.

La seconda ipotesi si basa sullo studio realizzato dal C.E.T.A. nell'ambito del Progetto Biocolt, secondo il quale dal terzo anno di impianto le rese massime sono comprese tra le 30 e le 35 t/ha di sostanza secca (Tabella 1). In questo caso, a fronte di una perdita per ettaro uguale al primo scenario durante il primo anno, dal terzo anno si riscontra un guadagno superiore, intorno ai 450 € per ettaro (ipotizzando una produzione di 35 t/ha di sostanza secca).

Il terzo scenario si basa sull'ipotesi di arrivare ad una produzione di 40 t/ha di sostanza secca^d, caso maggiormente redditizio per l'agricoltore che in tal modo otterrebbe un alto incentivo per ogni ettaro. Si evince infatti che in tal caso dopo un primo anno in perdita, come per gli altri scenari, dopo il terzo anno la redditività sarebbe superiore ai 500 € per ogni ettaro.

Conclusioni

Alla luce delle informazioni emerse, si evince che a partire dal terzo anno tutti e tre gli scenari consentono di coprire integralmente l'investimento iniziale realizzato nel primo anno di attività. Grazie all'incentivo sulla produttività, i margini di guadagno per l'imprenditore agricolo possono crescere ulteriormente fino a un + 200€/ha nel caso del terzo scenario ipotizzato (40 t/ha). I ridotti costi colturali, il basso impiego di manodopera e l'intervento di un soggetto terzo nelle fasi più impegnative dal punto di vista finanziario, rendono questo tipo di impiego colturale appetibile per coloro che, non avendo la possibilità di svolgere l'attività agricola a tempo pieno, desiderano comunque vedere i propri terreni impiegati e fruttiferi.

Bibliografia

- Bonadonna A., Varese E., Peira G., Percivale F., "L'organizzazione comune mercato dello zucchero: la produzione agricola di barbabietola da zucchero e sue possibili alternative per l'applicazione nel settore energetico in Piemonte", in atti del XXIII Congresso Nazionale di Scienze Merceologiche, Terracina, 26-28 settembre 2007, gennaio 2008.
- Candolo G., "Energie dalle biomasse vegetali: le opportunità per le aziende agricole", www.crpa.it, Agronomia n. 4, 2006.
- Cresta C., Salerno P., Tesio F., "Informazione nel settore agricolo", Il Coltivatore Piemontese, Supplemento al n. 22, dicembre 2010.
- Fiala M., "Biomasse erbacee poliennali adatte alla combustione", L'informatore agrario, n. 30, 2009.
- Ghisolfi G., "Etanolo di seconda generazione: l'esperienza italiana e internazionale del Gruppo Mossi&Ghisolfi", Convegno "3rd Bioethanol Conference. Etanolo di seconda generazione: una realtà in Italia", Torino, 2 marzo 2010.
- IEA, "Energy Policies of IEA Countries – Italy 2009 Review", International Energy Agency, Parigi, 2009.
- Marrone M., Arioli A., "Il futuro del bioetanolo è di seconda generazione", L'informatore Agrario, supplemento al n. 17, 2009.
- Monti A., Pritoni G., Venturi G., "Colture da biomassa: performance", Agricoltura, Novembre 2006.
- Nardin F., "Le opportunità offerte dalla filiera agro-energetica di Arundo donax per la produzione di etanolo di seconda generazione", Convegno "3rd Bioethanol Conference. Etanolo di seconda generazione: una realtà in Italia", Torino, 2 marzo 2010.
- Nassi N., Angelini L.G., Bonari E., "Influence of fertilisation and harvest time on fuel quality of giant reed (Arundo donax L.) in central Italy", European Journal of Agronomy, n. 32, 2010.
- Picco D., "Colture energetiche per il disinquinamento della Laguna di Venezia", Progetto Biocolt, Veneto Agricoltura – Azienda Regionale per i settori Agricolo, Forestale e Agroalimentare, 2010.
- Z. E., "Bioetanolo dalla canna: il Piemonte ci riprova", L'Informatore Agrario, n. 11, 2011.
- Zecca A., "Sostenibilità economica ed ambientale della produzione dei biocarburanti", QA Rivista dell'Associazione Rossi-Doria, n. 4/2007, pag. 49-79.

Summary

LIGNO-CELLULOSIC CULTURES FOR THE PRODUCTION OF SECOND GENERATION BIOETHANOL IN PIEDMONT.

Fuel prices are rapidly growing, after a stable period, because of the recent events in the North-African region. Consequently, the need of new tools to reduce this kind of issues generates an increasing interest for the biofuels production. In this regard, the construction of a plant for the production of bioethanol from common reed is planned in Piedmont.

^d Durante il convegno dal titolo "3rd Bioethanol Conference" del 2 marzo 2010 svoltosi a Torino si è parlato di alcuni genotipi di canna che possono produrre da 30 a 50 t/ha di sostanza secca, a seconda della qualità del terreno. Nel terzo scenario si ipotizza una resa media, di 40 t/ha di sostanza secca.

CARBON CAPTURE AND STORAGE (CCS) POTENTIAL IN ENERGY INTENSIVE INDUSTRIES

MAURIZIO BOCCACCI MARIANI*, GRAZIA MARIA PIANA*

*Department of Management, Sapienza University of Rome
Via del Castro Laurenziano 9, 00161, Rome, Italy

E-mail: maurizio.boccaccimariani@uniroma1.it; grazia.piana@uniroma1.it

Summary

CO₂ Capture and Storage (CCS) is a key technology for greenhouse gas (GHG) emissions mitigation. Recent studies suggest that CCS would contribute 19% of the total global mitigation that is needed for halving global GHG emissions by 2050. According to the IEA, CCS can be regarded as the most important new option for reducing direct CO₂ emissions in industry and upstream processes and should therefore be a priority technology development area. To date, while there has been significant effort in assessing CCS role in the context of power generation, much less attention has been paid to the industry despite the significant potential for emission reductions in this sector. CCS is especially suited for energy intensive industries: refineries, biofuel production, iron making, cement manufacturing, ammonia production, and chemical pulp production. However, there remain significant knowledge gaps in moving towards CCS commercial implementation and meeting its potential role. Several technological, economical and environmental issues as well as safety problems remain to be solved to assure the sustainability of CCS technologies.

Introduction

Global warming is the result of increasing anthropogenic CO₂ emissions, and the consequences will be dramatic climate changes if no action is taken. As a result, one of the main global challenges in the years to come is to reduce CO₂ emissions. Increasing energy efficiency and a transition to renewable energy as the major source of the mix of the energy supply can mitigate carbon emissions. However, such measures can only lead to significant emission reductions in the long-term. Carbon Capture and Storage (CCS) is a promising technological option for reducing CO₂ emissions on a shorter time scale (Stangeland, A. 2007).

In this framework, CCS is gaining attention on the scientific community as an alternative for decreasing carbon emissions, despite the almost inevitable continued use of fossil fuels. According to the International Energy Agency (IEA) CCS represents an important part of the lowest-cost greenhouse gas (GHG) mitigation portfolio. In fact, the analysis suggests that without CCS deployment, overall costs to reduce emissions to 2005 levels by 2050 could increase by 70% (IEA, [b], 2009).

The focus on CCS may grow in the coming years. Commercialization of CCS is pushed by the European Commission that approved a Directive for CO₂ capture and storage (Directive 2009/31/EC) and plans to support a programme with 10–12 large-scale demonstration plants to be built by 2015.

The role that CCS could play in mitigating carbon from energy intensive industries is of strategic importance. In these facilities, with the exception of energy efficiency measures, CCS is the only technology that allows for the continued use of fossil fuels while significantly reducing carbon emissions.

Climate Change and the Anthropogenic CO₂ Emissions Problem

In 2007, the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) stated in its Fourth Assessment Report (4AR) that climate change is, without doubt, occurring and that the Earth is warming. Furthermore, the IPCC concluded that there is over 90% probability that this global warming is primarily caused by human industrial activities.

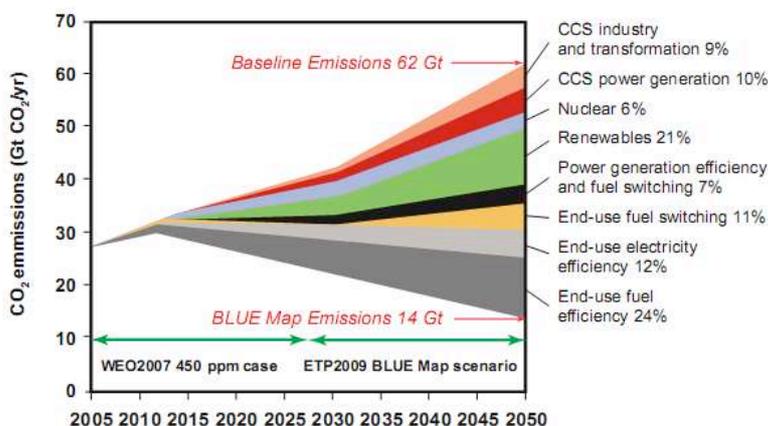
CCS is a promising technological option for reducing CO₂ emissions on a short time scale. Stangeland and other experts introduced a model to calculate the CO₂ capture potential (Stangeland, A., 2007). It is estimated that 25 billion tonnes of CO₂ can be captured and stored within the European Union (EU) by 2050. Globally, 236 billion tonnes CO₂ can be captured and store by 2050. Moreover, the findings indicate that wide implementation of CCS can reduce CO₂ emissions by 54 % in the EU and 33% globally in 2050, compared to emission levels today.

Carbon dioxide concentrations are increasing in the last decades mainly due to the increase of anthropogenic emissions. Globally, power generation represents the largest single source of CO₂ and accounts for 24 per

cent of total GHG emissions. Industry consumes approximately one-third of global final energy use and accounts for almost 40% of total energy-related CO₂ emissions (IEA, [b], 2009). During the last few years, industrial energy efficiency has improved and carbon dioxide intensity has declined substantially in many sectors. However, this progress has been more than offset by growing industrial production worldwide. As a consequence, total industrial energy consumption and CO₂ emissions have continued to rise. Projections of future energy use and emissions show that without decisive action, these trends will continue (IEA, [b], 2009).

The IEA Energy Technology Perspectives (ETP) BLUE Map Scenario estimates that, (*Figure 1*), the application of CCS technologies to power generation and other industrial activities can potentially contribute up to 50 percent emissions reduction by 2050 in the most cost-effective manner. This is particularly important as the consumption of fossil fuels (particularly coal) is expected to continue to provide a large portion of the global energy demand over the coming decades (IPCC, [b], 2007).

Figure 1: Contribution of energy technologies to reduce CO₂ emissions by 50 percent by 2050 – IEA, 2009



CCS Technologies

CCS integrates a range of technologies in order to reduce the impact of fossil fuel use and other CO₂ emitting activities. These technologies can be separated into three categories: capture, transport, and storage.

Capture

Capture processes must initially separate the CO₂ from the flue (exhaust) gases to obtain a nearly pure stream of carbon dioxide (IPCC, 2005). The primary separation and capture approaches are pre-combustion, post-combustion and oxy-fuel combustion.

Pre-combustion

Pre-combustion approaches are typically integrated with plants that gasify and react fuels to produce a mixture of hydrogen gas and CO₂ (e.g., integrated gasification combined cycle [IGCC] plants). Higher CO₂ concentrations and pressure make separation easier, and variants of pre-combustion capture technology are already widely used in fertilizer manufacturing and hydrogen gas production (IPCC, 2005). However, there are relatively few full-scale, operational IGCC power plants, and they all lack CCS. While effective separation of CO₂ with a pre-combustion system has been proven in industrial plants, it has not yet been applied to an operational power plant (Haszeldine, R. S., 2009).

Post-combustion

Modern post-combustion processes usually use a solvent to separate CO₂ from gas mixtures. The most common approach, amine scrubbing, has been used since the 1930s to remove CO₂ from natural and hydrogen gas and is utilized at hundreds of plants worldwide (IEA,[a] 2009). As such, it is considered a commercial and mature technology. Despite this, impurities, low CO₂ concentrations, and low pressures make capturing CO₂ from post-combustion (power plant) flue gases more challenging (IPCC, 2005). The approach is now operating on limited portions of flue gas from a few power plants, but the technology still needs to be scaled up and improved for widespread adoption by the power sector.

Oxy-fuel combustion

Oxygen-fired technology generally uses an oxygen-enriched mixture of recycled flue gas, as opposed to air, for combustion (IPCC, 2005). The resulting flue gas is primarily CO₂ and water, making carbon dioxide separation and capture easier. This approach requires oxygen to be separated from the air before combustion, which presents costs but can be achieved with established cryogenic techniques. Oxy-fuel combustion has been applied to demonstration-scale (e.g., 30 Megawatt [MW]) power plants, and some larger experiments are expected to be commercially implemented by 2015 (IEA, [a] 2009).

Transport

After its capture, CO₂ is compressed to reduce its volume for easier transportation and to allow for deep underground storage. Transport options include pipelines, trucks, trains, and tankers (IEA, [a] 2009). Pipeline transport is generally used for compressed gas, although some tankers might also be adapted for carrying liquefied CO₂. There are already 6,270 kilometres (km) of CO₂ pipelines operating in the United States (Haszeldine, R. S., 2009). Obviously, this network would need significant expansion for wide-scale CCS deployment. Some recent estimates indicate that 70,000 to 120,000 km of CO₂ pipeline could be needed globally by 2030 (IEA, [a] 2009).

Storage

When compressed CO₂ reaches the eligible storage site can be injected into deep subsurface geologic formations for isolation from the atmosphere. Ideal sites are at least 800 to 1000 meters (m) deep (some are 1,500 to 2,000 m deep), have an overlying geologic formation that prevents the CO₂ from escaping, are large enough to store CO₂ over a facility's lifetime, and are permeable enough to allow CO₂ to be injected at reasonable rates. According to the IPCC, the storage options are grouped in: geological storage, ocean storage or mineralization. Injected CO₂ can also be reused notably for enhanced recovery of oil (EOR), coal bed methane and gas (IPCC, 2005). To ensure that sites are able to safely and permanently store CO₂, many governments develop site selection criteria, often based on international best practices or other technical guidance.

While storage costs represent a relatively small proportion of total project costs (provided the proximity of capture and storage plants is reasonable close) this element of CSS presents the greatest risk. However, the technology and feasibility of CO₂ injection and storage has been demonstrated. Research on geologic storage began in the 1990s; and today, integrated CCS projects in Norway (Sleipner and Snøwhit) and Algeria (In Salah) exhibit the feasibility of commercial-scale CO₂ storage in geologic formations (IPCC, 2005, and Haszeldine, R. S., 2009).¹ *"In addition to the global climate change impact of CO₂ returning to the atmosphere, leakages pose risks to health and ecosystems"* (Bickle, M, et al., 2007).

Worldwide CCS Diffusion

After surveying 499 CCS projects and excluding projects that were research-only, completed, cancelled, delayed, or unclassified, the Global CCS Institute (GCCSI) detailed in a recent report 213 currently active or planned projects, of which 62 are both integrated and commercial scale (GCCSI, 2011). Only a handful of the 62 are operational and of these, the two installations in Norway (Sleipner and Snøwhit) and one in Algeria (In Salah) are the only projects to store CO₂ geologically (as opposed to using it for EOR, which is the case for the Weyburn project in Canada). The largest number of commercial scale, integrated CCS projects are in the Europe Area accounting for 23 (37 percent) of the subset. This is followed by the USA (15 projects or 24 percent), Australia and New Zealand (seven projects or 11 percent) and Canada (six projects or 10 percent).

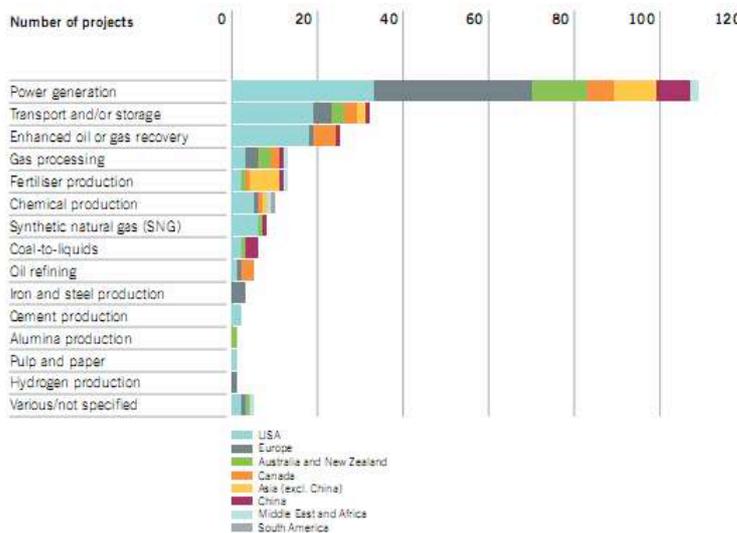
The Report (*Figure 2*) shows that efforts to develop CCS projects are concentrated in the power industry, representing 49 percent of all active or planned projects. This is a positive development, given the current and estimated contribution of the fossil fuel power generation sector to global CO₂ emissions. The gas processing and oil/gas recovery industries represent the next largest group of facilities that are considering, or are currently applying CCS. Natural gas processing plants, where CO₂ removal is an inherent part of the process, offer potential opportunities to demonstrate the integration of all elements of the CCS chain as the capture technology is mature and represents minimal additional investment for the capture plant (GCCSI, 2010).

While the integration of capture, transport and storage technologies has been proved in the gas processing industry, at present there are no commercial scale, integrated coal-fired power generation CCS projects in

¹ Enhancement Oil Recovery (EOR) projects provide another source of industrial CO₂ injection and storage experience, with some projects dating back to the early 1970s.

operation. Given the contribution of coal-fired power plants to anthropogenic CO₂ emissions to the atmosphere, support to facilitate the development of commercial scale, integrated CCS projects on coal-fired power plants is urgently required. The survey revealed that the iron and steel production industry, another source of significant carbon emissions, only had three active or planned CCS projects.²

Figure 2: All active and planned projects by industry sector and by region – GCCSI, 2011



It should be underlined that other large CO₂ emitting industries such as cement, alumina refining and aluminium smelting do not represent any significant activity in the CCS space: *“This is disappointing given these large stationary emitters currently, and are forecast to be, significant contributors of anthropogenic CO₂ emissions to the atmosphere”* (GCCSI, 2011).

CCS and Energy Intensive Industries

To date, while there has been significant effort in assessing CCS technologies in the context of power generation, much less attention has been paid to the industry despite the significant potential for emission reductions. In fact, for CO₂-intensive facilities CCS could be considered a real valuable solution because a relevant amount of emissions from industry is process related and is difficult to mitigate (Schmid, V., Lacerda, A., 2010). The IEA stated that: *“CCS is more than a strategy for “clean coal.” CCS technology must also be adopted by biomass and gas power plants; in the fuel transformation and gas processing sectors; and in emissions-intensive industrial sectors like cement, iron and steel, chemicals, and pulp and paper”* (IEA, [b], 2009).

Preliminary analysis suggests that CCS is specially suited for large-scale industrial processes, in particular: power plants, biofuel production, iron making, cement manufacture, ammonia production, and chemical pulp production. Moreover, some of these facilities, such as iron and steel production as well as cement making, have very limited mitigation options, as they need carbon-based feedstock, and the removal of CO₂ from limestone in the case of cement manufacture.

Power Plants

Among the three procedures being considered for CO₂ capture at power plants, post-combustion capture could be implemented most rapidly, because the CCS systems can be retrofitted to existing power plants. Modified designs can be tested later without building new demonstration plants. When evaluating a major change or redesign for the other two systems, pre-combustion capture in IGCC plants would probably require a new base power plant and capture plant to be built and oxyfuel (O₂ / CO₂ recycle combustion) plants would need significant alterations to the base power plants.

² These are the: • Lulea bench scale CO₂ capture plant in Sweden (operating since 2004); • Eisenhüttenstadt pilot scale CO₂ capture plant in Germany (currently in the Define phase); and • Florange demonstration scale CO₂ capture in France (currently in the Identify phase). See GCCSI, 2011.

Iron and Steel

Within industry, iron and steel manufacturing now contributes the largest proportion (30%) of CO₂ emissions, followed by cement (26%) and chemical production (17%). The iron and steel production process can be subdivided into three sub-processes: iron-making, steel making and steel manufacturing. Nowadays the steel making processes most commonly used consist of a combination of blast furnace and basic oxygen furnace. Two main options currently exist for capturing CO₂ from the blast furnaces. The first one consists of using a shift reaction and the physical absorption capture. Blast furnace gas is upgraded to a reducing feedstock (CO) to be used in the blast furnace itself. This reduces coal and coke consumption, and the actual emissions as well, while physical absorption is used to capture the remaining CO₂. The second option is based on the use of an oxy-fuelled blast furnace where pure oxygen is used as a feedstock that re-cycles blast furnace gas and captures emissions from the top gas. Despite the existing options to capture CO₂, new technologies are still needed and investments are still necessary in order to support the development of CCS in this sector.

Cement Manufacture

CO₂ emissions from cement industry make up to about 7% (IPCC, 2005) of global emissions and are estimated to 0.9–1.0 tonnes of CO₂/tonne of clinker, with heat demand of 3500–5000MJ per tonne of clinker and depends on the type of combusted fuel. CO₂ is emitted in two primary direct sources: calcination of limestone and fuel combustion as well as two indirect sources, electric energy production used in cement plant and for the means of transport. The concentration of CO₂ in the flue gases from cement production is considerably higher than from fossil fuel power plants. Therefore, post-combustion capture technologies can be applied to cement production plants, but would require additional generation of steam for the capture process (Bosoaga, A., et al., 2009). Oxy-fuel combustion with CO₂ capture could in certain circumstances also be used to reduce carbon emissions, and is seen as the most promising method to date. Recent studies consider that, from a technical perspective, carbon capture technologies would probably not be available for the cement industry before 2020 (UNIDO, 2010).

Biofuel Production

The application of CCS to biomass conversion processes has the potential to achieve a net removal of CO₂ from the atmosphere since the carbon trapped temporarily by the biomass as it grows is placed in permanent storage (IPCC, 2005). There are two main ways for CO₂ capture. Biological processing, (for example fermentation) uses living micro-organisms to breakdown the feedstock and produce liquid and gaseous fuels, in the process producing a relatively pure stream of CO₂. No special equipment is required to capture it apart from compressors to prepare it for transport and storage. Biomass may also be processed thermo-chemically, enabling pre-combustion CO₂ capture.

Other Industries

In the chemical industry CO₂ is emitted in a few processes (e.g. production of soda or ammonia). There CO₂ is already captured to a large extent and used for other processes or products (Schmid, V., Lacerda, A., 2010). However, CCS could become an interesting option for some processes, also for own electricity production capacities. Off-gases of the pulp and paper industry contain 13-14% CO₂. Most CO₂ originates from the combustion of biomass. This is usually not counted in emissions statistics. However, it can in principle be captured and stored (UNIDO, 2010).

CCS Costs

According to the Stern report, the cost of adapting to climate change will be greater than the cost of mitigating climate change. CCS could be used to achieve 15-55 per cent of cumulative CO₂ mitigation efforts by 2100 (Stern, N., 2006). The total cost of CCS includes: the cost of CO₂ capture and compression; the cost of CO₂ transport (typically via a pipeline); and the cost of CO₂ storage.

As current capture processes require energy to capture, separate, and compress the CO₂, CCS can affect the emissions source to which it is applied. When CCS is added to a power plant, for example, it is often considered to impose an “energy penalty” because CCS processes use energy the plant would otherwise be able to provide to customers (Moore, S., 2010). It is generally accepted that although CCS is a potentially key technology for the reduction of CO₂ emissions it leads to a large increase in thermal and electrical energy consumption at the capture site. For example, the electrical power consumption has been estimated to increase by 50-120% at plant level due to requirements for CO₂ capture process, CO₂ purification, CO₂

compression, etc (IEA, [a], 2009). In fact, CO₂ capture represents the major fraction of the total costs, with values ranging from 24 to 52 € /tonne-CO₂ (Pires, J.C.M., et al., 2011). The transportation cost varies with the pipeline dimensions (length and diameter), pressure of CO₂ and landscape characteristics, ranging from 1 to 6 € /tonne-CO₂ per 100 km of pipeline. The CCS total costs can vary from -3 to 106 € /tonne-CO₂. The negative values are expected for the injection of CO₂ in EOR fields (Pires, J.C.M., et al., 2011).

Thus, to produce the same amount of energy as a plant without CCS, a CCS-equipped plant must consume more resources, often more fossil fuel and water. Research is underway to reduce the energy and water penalty associated with CCS, with a goal of commercially available CCS technology by 2020.

The cost of applying CCS in industrial processes has not been investigated to the same extent as the large number of studies undertaken for power generation systems. Recently, the GCCSI released an assessment of costs in both the power and industrial sectors (GCCSI, 2011). This study estimated costs by adding CCS components to existing industrial systems. For the industrial sectors, it considered: blast furnace production of steel; cement kiln/furnaces; natural gas processing and fertiliser production (ammonia). Steel and cement production require the addition of both capture and compression processes while natural gas processing and fertiliser production already separate CO₂ from a gas stream (and subsequently vent it to the atmosphere usually). In this way, because CO₂ is already ‘captured’ in production the cost of applying CCS is lower for these latter two commodities. The estimated increase in the cost of the commodities from incorporating CCS processes in the studies activities is presented in *Table 1*.

Table 1: Incremental cost of CCS for industrial processes – GCCSI, 2011

		BLAST FURNACE STEEL PRODUCTION	CEMENT	NATURAL GAS PROCESSING	FERTILISER PRODUCTION
Incremental product costs	US\$	\$82/tonne steel	\$34/tonne cement	\$0.056/GJ natural gas	\$11/tonne ammonia
Avoided CO ₂ cost	US\$/tonne CO ₂	54	54	19	20
Incremental commodity cost increase	%	9-13	35-47	1	3

The auxiliary loads for installed capture systems (primarily solvent regeneration and CO₂ compression) can be considered the major contributors to the increase in operating expenditure. Furthermore, the auxiliary loads are assumed to rely on NGCC power production and the CO₂ generated from power production was included in the total process. Novel system designs or systems that require significant reconfiguration of the existing process were not considered (GCCSI, 2011).

The percentage change in the commodity price due to installing CCS processes is highly dependent on the base time period for which commodity prices are measured. For example, the commodity cost for steel has increased from US\$350-500/tonne in 2009 to US\$570-800/tonne in 2010. As a consequence, the percentage contribution that CCS has to the overall commodity cost is reduced in 2010 compared with 2009. In contrast, the application of CCS to electricity production is estimated to increase costs by some 40-76 per cent. Comparing costs on the basis of CO₂ emissions avoided due to installing CCS, the cost in power systems is estimated to range from US\$60-107/tonne CO₂ as against US\$19-54/tonne CO₂ for industrial processes.

Future Perspectives

The IPCC assessed that certain CCS technologies, such as pre and post-combustion capture technologies, are commercially mature in selected applications, although oxy-fuel combustion is still considered to be in the development phase (IPCC, 2005).

While these technologies exist, further research and development is needed to reduce capital and energy costs and bring such methods to commercial scale, which is defined by various studies, as a project capturing and storing more than 1 million tonnes of CO₂ annually (IPCC, 2005 and IEA,[a] 2009).

Ideally, to minimize the risk of climate change, no new power plants should be built without CCS. This must be balanced against the growing demand for energy, especially from developing countries, that cannot wait while the necessary technology, regulations and incentives for CCS are put in place. In this context the IEA considers that, even if new power plants are built without CCS, “they may not be locked-in to a fifty-year

lifetime of carbon emissions if they are designed to be capture ready”, so that their CO₂ emissions can be captured once the essential regulatory requirements or economic conditions are introduced (IEA, [a], 2009). New coal plants are seen as a climate threat, because there are large global supplies, especially in countries with projected high energy demands such as the USA, China and India. However, conventional coal power stations can easily and cheaply be built with capture ready capabilities for subsequent retrofit using post-combustion or oxy-combustion capture. The key issues for new-build capture-ready plants are allowing sufficient space and access for the additional facilities that will be required, as well as suitable transport routes to identified CO₂ storage sites (IPCC, 2005).

Although commercial technology exists to separate and capture the CO₂ generated in large-scale industrial processes, applications to date are found mainly in the petroleum and petrochemical industries (such as for natural gas processing and ammonia production). CO₂ capture from combustion-generated flue gases has also been demonstrated commercially at small scale for gas-fired and coal-fired boilers (Ruben, E. S., et al., 2007). However, to date there have been no applications of CO₂ capture at an electric power plant at a large scale (e.g., 100MW or more). Geological sequestration of captured CO₂ has been demonstrated at three large-scale projects in Norway, Canada and Algeria (each storing over one million tonnes CO₂ per year), with other smaller-scale projects planned or underway worldwide (IPCC, 2005).

Current technologies for CCS are ready to be demonstrated at scale as soon as possible for ‘learning by doing’. For instance, with suitable incentives to encourage early movers, sufficient CCS capacity could be implemented in time to contribute to EU targets for a 20 per cent reduction in CO₂ emissions by 2020.

The development of CCS technologies relies on the existence of domestic technology and innovation policies to mitigate the barriers that currently prevent new technologies from progressing to commercialization. Based on these considerations, many governments have embarked on a major program to demonstrate the use of CCS technologies in a range of sectors. The power sector is the dominant focus of this demonstration program in light of the scale of the mitigation challenge for this sector as well as the level of understanding on capturing CO₂ derived from other industries.

CCS deployment in the industry sector can create value in a number of ways, but it is primarily by meeting requirements to reduce GHG emissions. Similarly, it allows a business to remain viable by continuing to use fossil fuels in carbon-constrained environment. CCS can also create value when the injection and permanent storage of CO₂ is done in conjunction with using carbon to enhance the recovery of hydrocarbons, such as EOR. Other benefits can be obtained from reusing captured CO₂ as a commercial product in itself. These additional CO₂ re-use opportunities include: fertiliser – urea manufacturing; other oil and gas industry applications; applications in the food and beverage industry; pharmaceutical processes; water treatment; electronics; and refrigerant gas. There are also a number of potential or emerging CO₂ uses around mineralisation and liquid fuels. (UNIDO, 2010) However, several technological, economical and environmental issues as well as safety problems remain to be solved, including: increase of CO₂ capture efficiency, reduction of process costs, and verification of environmental sustainability of CO₂ storage. The costs of CCS technology could pose a barrier to its widespread use as a GHG control strategy. The role of new technologies is of fundamental importance to reduce these costs.

Conclusion

CCS is receiving considerable attention as a potential GHG mitigation option that could allow a smoother and less costly transition to a sustainable, low-carbon energy future over the next century (IPCC, 2005). For successful CCS implementation, each piece of the technology chain - capture, transport, and storage - must be integrated into one project and brought to commercial scale. While this scale has been achieved in the gas-processing sector, it is still a major goal for other CO₂-intensive industries such as the power, iron and steel, and cement sectors (GCCSI, 2011).

The analysis of CCS characteristics and problems highlights areas where more work needs to be done to accelerate its deployment, including greater characterisation of global storage options and reducing costs. The absence of policy, legislation and a proper regulatory framework is the most critical barrier to the large-scale implementation of CO₂ geological storage.

Industrial CCS has a large potential to perform (IEA, [a], 2010). The UNIDO points out that it can be technologically mature in most sectors in the next ten years (UNIDO, 2010). Despite this, it is actually a reality in only a limited number of cases (GCCSI, 2010). Many barriers to the diffusion of industrial CCS, such as those related to legal frameworks and public perception, are similar to those faced by CCS in general. But there are some specific areas in which the deployment of CCS in industry requires specific

enabling actions. The most urgent issue is how to provide an incentive for the implementation of CCS in industry, as currently costs exceed benefits in the vast majority of potential projects. It should be noted that costs are not the only obstacle to be overcome. On the contrary, a number of other potential policy measures should be addressed to a range of economic, knowledge and awareness existing barriers.

Key areas still being addressed include: methodologies for identifying and assessing safe underground storage sites before permitting and for then monitoring them during and after CO₂ injection. Geological studies are underway to predict how different sites will respond to CO₂ storage and to investigate the risks associated with long-term low level leaks at the site of injection as well as the potential impacts of larger scale point leaks from injection equipment or well failures.

There can be no solution to climate change and energy security globally without carbon capture and storage. Deployment of the technology is very close, but it won't happen at commercial scale without concerted efforts by governments around the world to address legal, financial and technical barriers.

References

- Bickle, M., Chadwick, A., Huppert, H. E., et al., "Modelling carbon dioxide accumulation at Sleipner: Implications for underground carbon storage", *Earth and Planetary Science*, 255, pp. 164–176, 2007.
- Bosoaga, A., Masek, O., Oakey, J. E., "CO₂ capture technologies for cement industry", *Energy Procedia*, 1, pp. 133-140, 2009.
- Dean, C. C., Blamey, J., Florin, N. M., Al-Jeboori, M. J., Fennel, P. S., "The calcium looping cycle for CO₂ capture from power generation, cement manufacture, and hydrogen production", *Chemical Engineering Research and Design*, In press, 2011.
- Forbes, S. M., Ziegler, M. S., "Carbon Dioxide Capture and Storage and the UNFCCC – Recommendations for addressing Technical Issues", WRI Issue Brief, November 2010.
- GCCSI, "Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage", Report 1: status of CCS projects globally, Final Report, Canberra, Australia, 2011.
- GCCSI, "Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage", Synthesis Report, Canberra, Australia, 2010.
- Hare, B., and Meinshausen, M., "How Much Warming are We Committed to and How Much can be Avoided?" *Climatic Change*, 75, 1-2, pp. 111-149, 2006.
- Haszeldine, R. S., "Carbon Capture and Storage: How Green Can Black Be?" *Science*, 325, p. 1647, 2009.
- IEA (a), "Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage", Paris, France, 2009.
- IEA (b), "Energy technology transitions for industry – Strategies for the next industrial revolution", Paris, France, 2009.
- IPCC, "IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage". Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, 2005.
- IPCC (a), "Climate Change 2007: Synthesis Report". Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (Eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 104 pp, 2007.
- IPCC (b), "Climate Change 2007: The Physical Science Basis". Contribution of Working 2. Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 996 pp, 2007.
- IPCC (c), "Climate Change 2007: Mitigation". Contribution of Working Group III to the Fourth 32. Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (Eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2007.
- McKinsey, "Carbon Capture and storage: assessing the economics", McKinsey Climate Change Initiative, 2008.
- Moore, S., "The Water Cost of Carbon Capture", *IEEE Spectrum*, 47(6), Special Report "Water vs. Energy", pp. 34-35, 2010.
- Mott MacDonald, "Global Technology Roadmap for CCS in Industry – Sectoral assessment: cement", Brighton, UK, 2010.
- Pires, J.C.M., Martins, F.G., Alvim-Ferraz, M.C.M., Simões, M., "Recent developments on carbon capture storage. An overview", *Chemical Engineering Research and Design*, in press, 2011.
- Rai, V., Victor, D. G., Thurber, M. C., "Carbon capture and storage at scale: lessons from the growth of analogous energy technologies", *Energy Policy*, n. 38, pp. 4089-4098, 2010.
- Ruben, E. S., Chen, C., Rao, A. B., "Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage", *Energy Policy*, n. 35, pp. 4444-4454, 2007.
- Richardson, K., et al., "Climate Change: global risks, challenges and decisions", Synthesis Report, University of Copenhagen, Denmark, 2009.
- Schmid, V., Lacerda, A., "CCS perspectives in energy intensive industries", *Carbon Capture Journal*, Issue 18, pp. 11-13, 2010.
- Stangeland, A., "A model for the CO₂ capture potential", *International Journal for Greenhouse Gas Control*, 1, pp. 418-429. 2007.
- Stern, N., "The economics of climate change: the Stern review", Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2006.
- UNIDO, "Carbon capture and storage in industrial applications", Working Paper, Vienna, Austria, 2010.

L'ENERGIA NEL TRATTATO DI LISBONA: UN FUTURO A EMISSIONI ZERO PER L'UNIONE EUROPEA

MAURIZIO BOCCACCI MARIANI*, GRAZIA MARIA PIANA*

* Dipartimento di Management, Sapienza Università di Roma

Via del Castro Laurenziano 9, 00161, Roma

e-mail: maurizio.boccaccimariani@uniroma1.it; grazia.piana@uniroma1.it

Riassunto

I temi energetici hanno rappresentato, nel corso degli ultimi decenni, l'oggetto di numerose iniziative e programmi da parte dell'Unione Europea che si traducono in interessanti opportunità di business per le imprese e di miglioramento della qualità della vita dei suoi cittadini. Tali iniziative sono state predisposte nonostante la mancanza di una specifica base giuridica per la politica energetica comunitaria. Il Trattato di Lisbona ha colmato questa importante lacuna grazie all'introduzione di un capitolo specifico dedicato all'energia. L'impatto del nuovo quadro tracciato dal Trattato per l'energia e l'ambiente è destinato a potenziare il valore e la portata delle iniziative comunitarie sia all'interno dell'UE sia all'esterno, nel quadro della sua politica estera.

Introduzione

Si apre una nuova era per le politiche ambientali ed energetiche dell'Unione Europea (UE). Come evidenzia un recente studio dell'Eurostat: «*the current legislative and regulatory agenda for energy is arguably broader and more complex than it has ever been, with proposals now been debated on renewables, fuel quality, the international market, emissions trading, and a host of related issues*» (Eurostat,[a], 2010).

L'energia rappresenta, oggi, l'oggetto di numerose iniziative e programmi da parte dell'UE che si traducono in interessanti opportunità di *business* per le imprese e di miglioramento della qualità della vita dei suoi cittadini.

Nonostante la tematica dell'energia costituisca materia d'interesse sin dalle origini della Comunità Europea, solo da pochi anni la Commissione si è fatta promotrice di una nuova politica energetica, focalizzata su tre cluster principali: creazione di un mercato interno dell'energia, riduzione della dipendenza da paesi terzi per le importazioni di petrolio e di gas, efficienza energetica e sviluppo delle risorse d'energia rinnovabili (Arcelli, M., et al., 2006).

In effetti, l'energia è un settore strategico che sta alla base dello sviluppo economico e sociale di qualsiasi collettività del mondo. Per l'UE, l'energia è anche un fattore di coesione tra le nazioni che ne fanno parte, nonostante l'assenza di una base giuridica che è durata per più di cinquant'anni.

Il Trattato di Lisbona ha colmato questa importante lacuna grazie all'introduzione di un capitolo specifico dedicato all'energia. Con la sua entrata in vigore la politica energetica comunitaria è destinata a diventare più incisiva e dinamica non solo all'interno dell'UE ma anche a livello internazionale.

Peraltro, già da qualche tempo, l'Unione ha deciso di affrontare in maniera integrata la doppia sfida posta dall'energia e dall'ambiente. Come osserva Ortis, energia e ambiente, per lungo tempo ritenute antagoniste difficilmente conciliabili, sono diventate, nel corso degli ultimi anni, «*due facce della stessa medaglia*», caratterizzate da problematiche comuni e tra loro correlate, che richiedono risposte sinergiche (Ortis, A., 2009).

L'elaborazione di strategie multidimensionali e multidisciplinari da parte delle istituzioni comunitarie, per affrontare le sfide energetiche, è avvenuta e sta ancora evolvendo all'interno di un sistema particolarmente complesso. Fattori chiave esercitano un'influenza decisiva e spesso rappresentano degli ostacoli ardui da superare.¹ A questo quadro complesso è necessario aggiungere un'ulteriore variabile: la problematica dei cambiamenti climatici e le sue implicazioni in termini ambientali, economici e sociali. L'emergenza clima è

¹Basti pensare alla realtà di mercati energetici non ancora completamente liberalizzati ed efficienti, alle necessarie opere di ammodernamento da apportare alle infrastrutture, alle repentine, ma frequenti, fluttuazioni dei prezzi del petrolio e alle tensioni sul fronte geopolitico che spesso minacciano le forniture di gas naturale per l'UE, proveniente dai paesi dell'ex-Unione Sovietica. La recente crisi finanziaria che ha inciso in maniera importante sull'assetto economico mondiale, sconvolgendone gli equilibri, ha influenzato anche il settore energia.

diventata il pilastro principale delle politiche dell'UE finalizzate all'accelerazione della transizione verso lo sviluppo sostenibile, inteso come un futuro a basse emissioni di gas effetto serra. In particolare: «*as the world's leader in energy and climate policy, the EU faces the twin challenge of living up to its ambitions while at the same time aiming to stimulate the global markets towards a sustainable energy future*» (Di Pippo, A., 2009).

L'impatto del nuovo quadro tracciato dal Trattato di Lisbona per l'energia e l'ambiente è destinato a incidere in maniera positiva sulle prospettive per gli sviluppi futuri di questi due settori potenziando il valore e la portata delle iniziative comunitarie sia all'interno dell'UE sia all'esterno, nei suoi rapporti con il mondo, nel quadro della sua politica estera.

Il Trattato di Lisbona, con l'introduzione di un capitolo specifico dedicato all'energia, ha fornito una base giuridica *ad hoc* per gli interventi in materia. Con la sua entrata in vigore la politica energetica comunitaria è destinata a diventare più incisiva e dinamica non solo all'interno dell'UE ma anche a livello internazionale.

Principali criticità del sistema energetico comunitario

Per valutare le criticità del settore energetico dell'UE si può partire da una serie di constatazioni. L'Unione importa dall'estero circa il 54% del proprio fabbisogno, percentuale che secondo le stime della Commissione nel 2030 salirà al 70%. L'esame della struttura dell'approvvigionamento energetico evidenzia che il petrolio rappresenta ancora la fetta più consistente delle importazioni totali di energia, seguito dal gas e dal carbone, come è possibile notare nel *Grafico 1*: il petrolio copre più dell'80% delle importazioni energetiche, seguono il gas e il carbone. Inoltre, l'UE non arriva a produrre nemmeno la metà dell'energia che consuma e sul piano della produzione elettrica fa principalmente ricorso a fonti fossili, come evidenzia il *Grafico 2*.

Grafico 1: Dipendenza dalle importazioni energetiche EU27 [%] – Eurostat, 2009

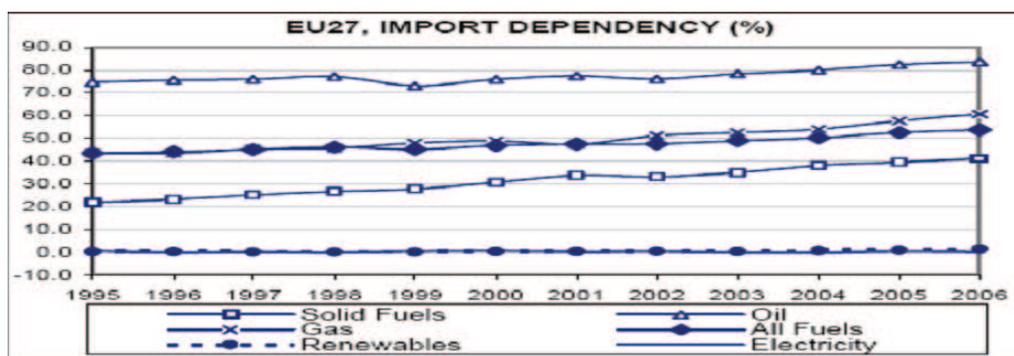
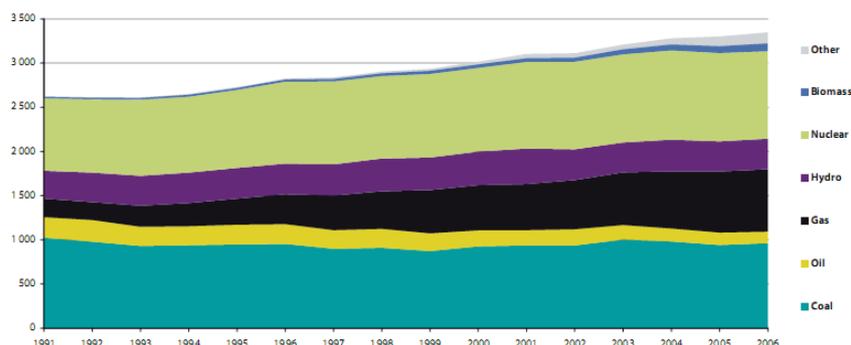


Grafico 2: La generazione elettrica nell'EU-27 – Eurostat, 2009



La forte dipendenza dalle risorse fossili deve essere valutata alla luce di alcune informazioni geopolitiche: le riserve stimate mondiali di petrolio sono situate per il 57% in Medio Oriente – mentre l'Europa ne detiene solo l'1,4% – e le riserve stimate mondiali di gas naturale si trovano per il 40% in Medio Oriente e il 26% in Russia – mentre l'Europa ne ha appena il 4,5% (Bastianelli, F., 2006). Si tratta di aree instabili sotto il profilo politico, e possono (come del resto è successo in passato e in anni recenti) rappresentare un serio pericolo per l'assetto energetico europeo. La diversificazione del *mix* dell'approvvigionamento assume un ruolo centrale per garantire la continuità delle forniture, la loro sicurezza e la protezione del loro prezzo da

pericolose fluttuazioni speculative. Come osserva Checchi: «La dipendenza energetica dall'estero non rappresenta di per sé un serio problema ma tende a divenirlo nella misura in cui, in un contesto di crescente competitività globale, le risorse energetiche si concentrano in pochi paesi produttori, o di transito, retti da regimi politici relativamente instabili o non democratici» (Checchi, A., 2009).

Tabella 1: Principali indicatori energetico - ambientali nel 2007, Eurostat, 2009

	Popolazione (milioni)	Fabbisogno energia primaria (M tep)	Fabbisogno pro capite (tep /persona)	Emissioni annue CO2 Mt	CO2 pro capite (t CO2/persona)
UE - 27	495	1.758,85	3,55	3.926,39	7,92
OCSE tot.	1.185,25	5.497,13	4,64	13.000,8	10,97
USA	302,09	2.340	7,75	5.769,31	19,10
Giappone	127,76	513,52	4,02	1.236,34	9,68
non OCSE	5.424,02	6.201,61	1,14	14.939,6	2,75
Cina	1.319,98	1.955,77	1,48	6.027,85	4,57
India	1.123,32	594,91	0,53	1.324,05	1,18
Asia escl.Cina	2.147,87	1.376,64	0,64	2.898,38	1,35
Africa	958,43	629,04	0,66	881,97	0,92
MONDO	6.609,27	12.029,27	1,82	28.962,43	4,38

La *Tabella 1* fornisce una serie di indicatori energetico - ambientali che consentono di tracciare l'andamento dei principali trend a livello mondiale e europeo. Come si evince dai dati riportati, esiste una sostanziale differenza tra il fabbisogno pro capite di energia primaria dei paesi che fanno parte dell'OCSE e quello riscontrabile oggi nei paesi con economie in transizione. L'UE, con 3,55 tep/pro capite si colloca appena al di sotto del Giappone mentre gli Stati Uniti restano i maggiori consumatori di energia primaria con 7,75 tep/pro capite. Consumi maggiori di energia primaria, provenienti dall'uso di combustibili fossili, determinano maggiori emissioni di anidride carbonica e quindi effetti diretti sui cambiamenti climatici. Va inoltre rilevato che la Cina, in termini assoluti, risulta il maggiore emettitore di CO₂ con circa 6 miliardi di tonnellate a fronte di emissioni pro capite che hanno raggiunto le 1,48 tonnellate.

La disponibilità di risorse energetiche e le relative condizioni di impiego (in termini di continuità, prezzo, sicurezza, qualità) sono in grado di influenzare in modo decisivo la competitività dei sistemi produttivi. Al contempo, l'evoluzione "quantitativa e qualitativa" dei consumi evidenzia l'urgenza di fattori critici che riguardano la sicurezza degli approvvigionamenti e l'impatto ambientale (ISEA, 2007).

La lenta evoluzione della politica energetica comunitaria

Sin dai Trattati costitutivi della Comunità Europea, le tematiche energetiche hanno svolto un ruolo centrale nel processo d'integrazione europea, anche in relazione alla loro importanza per lo sviluppo economico. Con i Trattati Istitutivi della CECA (1952, quando il carbone era ancora la fonte energetica dominante) e dell'EURATOM (1958, per l'uso pacifico dell'energia nucleare), gli Stati fondatori della CEE non raggiunsero un accordo per trasferire alla Comunità poteri sovrani ai fini della realizzazione di una politica energetica integrata. Se da un lato esistevano due trattati dedicati all'energia, dall'altro lato nell'unico trattato caratterizzato da una competenza generale (il Trattato di Roma) mancava una base giuridica dedicata in maniera specifica a questo settore.

Nel corso degli anni la CEE ha sviluppato azioni nel settore dell'energia utilizzando altre politiche quali quelle del mercato interno, dell'ambiente, della ricerca scientifica e tecnologica, delle grandi reti, delle relazioni esterne. Infatti, la Comunità ha potuto operare *in subiecta materia*, fondando molti degli atti negli artt. 95, 100, 155, 156, 174, 174 e 308 del Trattato CE (Lombardo, M., 2009).

Si tratta di un particolare contesto che Lombardo definisce il "*paradosso energetico*" (Lombardo, M., 2009). Peraltro, questo paradosso era giustificato dal fatto che a quei tempi i problemi energetici riguardavano

principalmente la produzione e l'uso di prodotti carbo-siderurgici (di cui si occupava il Trattato CECA) e il commercio del materiale fissile nucleare (Trattato EURATOM).

La mancanza di una base giuridica unitaria ha avuto delle conseguenze sulla configurazione della legislazione europea in materia e sul suo contenuto. Dal momento che la disciplina del settore energetico si è sviluppata con atti di diritto comunitario derivato che si fondavano a volte sul diritto ambientale, o su quello della concorrenza, in altre occasioni sulle relazioni esterne, il risultato non poteva non essere quello della produzione di una politica energetica frammentaria.

Con la Risoluzione del Consiglio Europeo su "Una nuova strategia per la politica energetica della Comunità", del 1974, inizierà un lungo cammino che avrebbe dovuto portare alla definizione di una politica energetica comunitaria.

Nel 1985 il Consiglio emana la Risoluzione sulle "Linee direttrici per le politiche energetiche degli Stati membri", con la quale viene predisposto il nuovo piano per il decennio 1985-1995. Gli obiettivi erano ambiziosi, dati i risultati positivi del piano precedente. Essi includevano tra gli altri: l'uso del petrolio limitato al 40%, il miglioramento dell'efficienza energetica del 20%, l'aumento significativo dell'impiego delle energie rinnovabili, l'integrazione del mercato interno dell'energia, ecc. Nonostante le premesse, il piano si rivela un completo insuccesso. Non deve tuttavia essere dimenticata l'innovazione introdotta da questo piano, che segna una vera e propria rivoluzione nell'approccio seguito fino a quel momento. Infatti, come osserva Bastianelli: «*Da una filosofia monistica, basata prevalentemente sull'aspetto esterno per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico della Comunità, si passa ad una filosofia dualistica che abbinava l'aspetto esterno alla realizzazione del mercato interno dell'energia (l'aspetto interno)*» (Bastianelli, F., 2006). Altri autori, come Lombardo, ritengono che l'insuccesso di questo piano sia da collegare proprio alla natura non vincolante dei documenti e dei loro obiettivi, inseriti nella dinamica di un approccio basato su una fonte di *soft law*, che contemplava la spontanea armonizzazione e convergenza delle politiche energetiche nazionali (Lombardo, M., 2009).

L'insuccesso contribuisce ad alimentare il processo per la definizione di una politica energetica comunitaria integrata.

La prima tappa di questo processo coincide con l'adozione da parte della Commissione del Libro Bianco sull'Energia, avvenuta il 13 dicembre 1995 a conclusione del dibattito aperto dalla pubblicazione del Libro verde "Per una politica energetica dell'Unione Europea", del gennaio 1995. La politica energetica comunitaria, alla luce dei due documenti, dovrà avere come obiettivi principali:

- la realizzazione del mercato interno dell'energia;
- la garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti;
- la protezione dell'ambiente.

Il Libro Bianco, dal canto suo, propone l'adozione di linee innovative per:

- sviluppare e consolidare i rapporti con i paesi produttori;
- potenziare la ricerca scientifica;
- favorire l'uso di incentivi allo sviluppo tecnologico nel settore energetico.

Nel 2006, il Libro Verde "Una strategia per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" indica gli assi prioritari per gli interventi nella prospettiva di un nuovo approccio in questo importante settore: gestire la sicurezza e la sostenibilità degli approvvigionamenti energetici; coniugare le politiche energetiche con il contrasto al cambiamento climatico.

Parallelamente, procedono anche i tentativi di istituzionalizzazione delle competenze energetiche della Comunità. Nel 1994, il Comitato Economico e Sociale Europeo aveva discusso la possibilità di inserire nella revisione dei Trattati dell'Unione un capitolo "energia". La Commissione, da parte sua, aveva redatto un progetto di capitolo Energia da inserire nel Trattato di Maastricht (1992), progetto ritirato per la mancanza di consenso politico. Del resto, l'introduzione del principio di sussidiarietà ha comunque permesso di intraprendere rilevanti azioni in questo settore (Corazza, C., 2009). Il Trattato di Maastricht ha posto le basi per l'interconnessione e l'interoperabilità delle reti di distribuzione su tutto il territorio dell'UE tramite le Reti Trans-Europee dell'Energia [reti TEN-E] (Bastianelli, F., 2006).

Nel 1997, sempre per la stessa ragione, fallisce la proposta della Commissione per introdurre un capitolo "energia" nel Trattato di Amsterdam. Nell'ambito del Trattato di Nizza del 2001, si richiama in maniera generica il termine energia senza tuttavia alcuna definizione di base giuridica.

Nonostante queste difficoltà che spesso rallentano il processo, le istituzioni comunitarie procedono ormai verso la definizione di una strategia energetica. Grazie a precise direttive, regolamenti e decisioni e documenti di indirizzo, si è progressivamente delineato un nuovo assetto normativo e politico, in grado di garantire effetti positivi sia per l'economia sia per la cittadinanza.

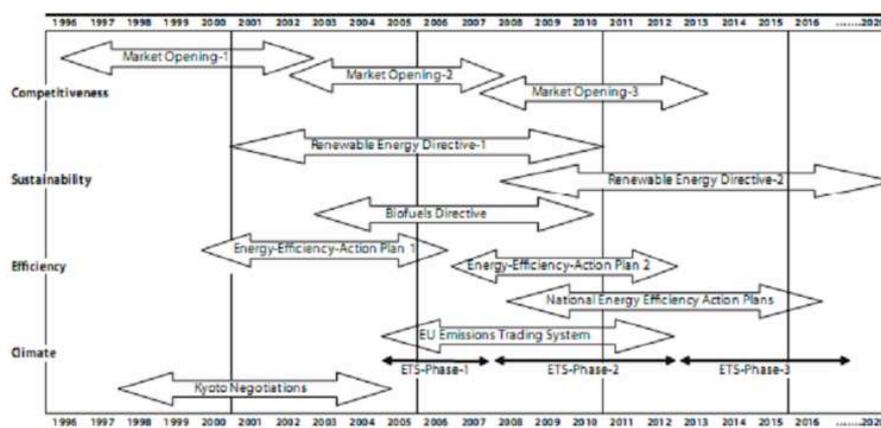
All'inizio del 2007 l'UE ha presentato una nuova configurazione della sua politica energetica. Gli strumenti di mercato (essenzialmente imposte, sovvenzioni e sistema di scambio di quote di emissione di CO₂), lo sviluppo delle tecnologie energetiche (in particolare quelle per l'efficienza energetica e le energie rinnovabili, o le tecnologie a basso contenuto di carbonio) e gli strumenti finanziari comunitari sostengono concretamente la realizzazione degli obiettivi della politica. La novità dell'approccio consiste nella centralità della tematica dell'integrazione della politica energetica con quella ambientale e con l'Agenda di Lisbona per la competitività (Corazza, C., 2009).

L'introduzione del pacchetto legislativo "Clima ed energia" (Pacchetto 20-20-20) avvenuta il 23 aprile 2009, rappresenta il definitivo orientamento delle istituzioni dell'Unione verso un futuro a emissioni zero. Esso fissa obiettivi giuridicamente vincolanti per abbattere le emissioni di gas serra fino al 20% rispetto ai livelli del 1990 e per portare al 20% la percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili entro il 2020. Sono peraltro create le condizioni per un'ulteriore riduzione delle emissioni (dal 20% al 30%) nel caso in cui venga adottato un accordo internazionale sul clima per il periodo post - Kyoto.

Il pacchetto clima ed energia è composto da quattro testi legislativi: una direttiva che rivede il sistema UE di scambio delle quote di emissione (sistema ETS comunitario), che riguarda il 40% circa delle emissioni di gas serra dell'UE; una Decisione sulla "condivisione degli oneri" che fissa obiettivi nazionali vincolanti per le emissioni dei settori che non rientrano nel sistema ETS comunitario; una Direttiva che istituisce obiettivi nazionali vincolanti riguardanti l'aumento della percentuale di fonti rinnovabili nell'ambito del *mix* energetico; una Direttiva che istituisce un quadro giuridico finalizzato a garantire un utilizzo sicuro e compatibile con l'ambiente delle tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS).

L'evoluzione della politica energetica comunitaria, illustrata da questi paragrafi, può essere sintetizzata con il Grafico 3, che ricostruisce le tappe principali del processo, tra passato, presente e futuro.

Grafico 3: Le tappe della politica energetica dell'UE – Eurostat, 2009



Da notare che il processo è in fase di continua evoluzione tanto che:

- la liberalizzazione dei mercati energetici sta entrando nella sua terza fase (competitività);
- la legislazione sulle energie rinnovabili sta entrando nella sua seconda fase mentre un primo ciclo della legislazione sui biocarburanti si sta completando (sostenibilità);
- il secondo Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica è stato da poco avviato (efficienza);
- il sistema dell'Emission Trading Europeo, è entrato in una seconda fase (tutela del clima).

L'energia nel Trattato di Lisbona

Il 1° dicembre 2009 è entrato in vigore il Trattato di Lisbona, che ha messo fine a diversi anni di negoziati sulla riforma istituzionale e modifica il Trattato sull'UE e quello che istituisce la Comunità Europea, senza tuttavia sostituirli. Il primo manterrà il suo titolo attuale mentre il secondo sarà denominato "Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea" (TFUE). Il nuovo Trattato dota l'Unione del quadro giuridico e degli strumenti necessari per far fronte alle sfide del futuro e rispondere alle aspettative dei cittadini.

In base al nuovo Trattato che l'Unione potrà legiferare in materia di energia (che rientra tra le competenze concorrenti dell'UE - art. 4 TFUE) in maniera diretta.

Come osserva Corazza: «Siamo di fronte a un importante salto di qualità nel processo di integrazione europea, influenzato, come emerge anche dai lavori preparatori, dalla crescente urgenza di risolvere la

sicurezza dell'approvvigionamento, del costo dell'energia e della sostenibilità ambientale» (Corazza, C., 2009).

In questo scenario il ruolo del Parlamento Europeo non sarà solo consultivo ma decisionale (Corazza, C., 2009). Inoltre, l'UE potrà trarre vantaggio anche dalle sinergie tra ambiente e energia generate dalla nuova competenza in tema di lotta ai cambiamenti climatici all'art. 191 del TFUE.

Infine, nel Trattato di Lisbona vengono introdotti per la prima volta: il riferimento alla promozione sul piano internazionale di misure destinate a risolvere i problemi dell'ambiente a livello regionale o mondiale e, in particolare, a combattere i cambiamenti climatici; il riferimento, in ambito energetico, allo spirito di solidarietà tra gli Stati membri e alla promozione dell'interconnessione delle reti energetiche.

La nuova architettura della politica energetica dell'UE

Il Trattato di Lisbona rappresenta un strumento importante per l'UE che consente di promuovere la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, oltre all'incremento dell'utilizzo di risorse sostenibili e competitive (Di Pippo, A., 2009).

Un capitolo specifico del Trattato di Lisbona, il nuovo Titolo XXI, e l'articolo 194 del TFUE introducono una base giuridica *ad hoc* per la politica dell'Unione in materia di energia. In particolare, l'Articolo 194 definisce i principali ambiti e gli obiettivi generali della politica energetica:

- funzionamento del mercato dell'energia,
- sicurezza dell'approvvigionamento energetico,
- efficienza e risparmio energetico,
- sviluppo di energie nuove e interconnessione delle reti.

Viene introdotto per la prima volta il *principio di solidarietà*, per far sì che un paese che si trovi in gravi difficoltà in termini di approvvigionamento energetico possa contare sull'aiuto degli altri Stati membri.

La procedura legislativa ordinaria è prevista per le misure tese a garantire il funzionamento del mercato dell'energia e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'ambito di una politica a sostegno del risparmio energetico, dell'efficienza energetica, dello sviluppo di energie nuove e rinnovabili e dell'interconnessione tra reti energetiche.

Resta ferma, tuttavia, la non incidenza dei provvedimenti assunti dall'Unione sulla scelta di uno Stato membro tra diverse fonti di energia e sulla struttura dell'approvvigionamento energetico del medesimo.²

L'introduzione di una specifica base giuridica per l'energia può tradursi in un prezioso strumento per rafforzare la natura globale e integrata della nuova politica energetica dell'Unione. Sulla base del "nucleo storico" della dimensione interna dei mercati dell'energia elettrica e del gas, si inseriranno, acquistando sempre più importanza, strategie legate alla sostenibilità ambientale e alla dimensione esterna dell'energia, con particolare evidenza attribuita alla problematica della sicurezza degli approvvigionamenti.

Gli assi prioritari degli interventi

Il mercato interno dell'energia

La creazione di un mercato interno dell'energia è tra le priorità dell'Unione europea. Una maggiore integrazione potrebbe aumentare la concorrenza e favorire una riduzione dei prezzi, facilitare l'accesso al mercato anche alle imprese di piccole dimensioni e a quelle che investono in energie rinnovabili. Una rete energetica europea sicura dovrebbe garantire una migliore qualità dei servizi, favorire gli investimenti nelle infrastrutture, contribuire alla diversificazione delle vie di trasporto e delle fonti di energia, e quindi, alla sicurezza degli approvvigionamenti. L'integrazione dei mercati nazionali dell'elettricità e del gas è ancora lontana a causa di una serie di ostacoli tra i quali: l'esistenza di barriere all'ingresso; l'uso inadeguato delle infrastrutture esistenti; l'insufficiente interconnessione delle reti elettriche tra molti Stati Membri che comporta fenomeni di congestione alle frontiere.

La sicurezza degli approvvigionamenti

Per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, l'UE opera su due fronti, uno interno e l'altro esterno (Termini, V., 2009). Sul piano interno, le istituzioni europee perseguono due obiettivi: il contenimento della domanda di energia degli stati membri; la promozione dell'autosufficienza energetica, soprattutto tramite lo sviluppo di fonti alternative ai combustibili fossili. Sul quello esterno l'Unione punta a una diversificazione

² Si tratta di un inciso aggiunto su richiesta del Regno Unito.

delle forniture con l'obiettivo di ridurre la dipendenza di molti stati membri da un unico produttore. La sicurezza degli approvvigionamenti rappresenta una problematica piuttosto seria per l'UE poiché si traduce in una consistente dipendenza energetica dall'estero (con un'importazione di circa il 54% delle fonti primarie), vista la scarsa disponibilità di risorse al suo interno.

L'efficienza energetica

Dopo i combustibili fossili, l'efficienza rappresenta virtualmente la seconda risorsa energetica. Essa permetterebbe, di ridurre la domanda di energia di quasi il 20% rispetto al tendenziale anche in scenari di lungo termine (2050). L'efficienza energetica può contribuire all'abbattimento delle emissioni climalteranti: del 65-70% nel medio termine (2030) e per circa il 45% (17% nei trasporti, 10% nell'industria, 18% nel residenziale) nel lungo termine (2050). Sul piano tecnologico si articola in una serie d'interventi che riguardano riscaldamento, condizionamento e isolamento degli edifici, illuminazione, processi e componenti per la produzione industriale, modalità e mezzi di trasporto, conversione dell'energia.

Le energie rinnovabili

Lo sviluppo delle energie rinnovabili è considerato fondamentale perché contribuisce sia a ridurre le emissioni di gas serra sia a mitigare la dipendenza dall'estero dell'Unione. Le energie rinnovabili costituiscono attualmente solo circa il 7% del consumo interno di energia dell'UE. Tuttavia, dal 1997 a oggi, il loro contributo al consumo di energia è più che raddoppiato.

Lo sviluppo delle fonti alternative a quelle fossili garantirebbe la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'UE riducendo la fattura energetica legata all'aumento dei prezzi dei combustibili fossili (raggiungendo l'obiettivo del 20% nel 2020, i risparmi annui saranno pari a più di 250 milioni di tep entro il 2020, di cui circa 200 milioni di tep legati alle importazioni). Il costo aggiuntivo medio annuo necessario per raggiungere l'obiettivo del 20% è stimato tra 10 e 18 miliardi di euro, in funzione dei prezzi dell'energia e degli sforzi di ricerca compiuti.

La Cattura e Stoccaggio della CO₂ (CCS)

Per conseguire una riduzione efficace delle emissioni di gas a effetto serra l'UE farà anche ricorso alle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) [soprattutto per le emissioni provenienti dalle centrali elettriche che utilizzano combustibili fossili]. Lo sviluppo e l'utilizzazione commerciale di queste tecnologie comportano costi molto elevati, dell'ordine di svariati miliardi di euro, complessivamente, e di diverse centinaia di milioni di euro per impianto. La Commissione ha predisposto un quadro normativo per l'avvio delle attività di stoccaggio della CO₂ con la Direttiva 2009/31/EC "*on the geological storage of CO₂*".

Conclusioni

Il futuro della politica energetica comunitaria è diventato una delle principali preoccupazioni dell'UE, che nel corso degli ultimi decenni ha intensificato i suoi interventi in questo settore strategico. La situazione attuale, internazionale ed europea, è caratterizzata da una domanda di energia in continuo aumento e dalla crescente consapevolezza di dover coordinare gli sforzi a livello internazionale per raccogliere la sfida posta dai cambiamenti climatici. Di qui la necessità di elaborare un'innovativa strategia d'intervento per il raggiungimento di obiettivo ambizioso: un futuro a zero emissioni di gas serra.

La nuova politica energetica dell'UE si articola su un'agenda che comprende obiettivi di fondamentale importanza di sostenibilità, competitività e sicurezza degli approvvigionamenti (Corazza, C., 2009). Il Trattato di Lisbona, potrà influire positivamente su questa strategia operativa e porterà a un riconoscimento della natura globale e integrata della politica energetica europea. Le istituzioni comunitarie non dovranno più dimostrare che l'adozione delle misure energetiche, sia necessaria al raggiungimento di uno degli scopi previsti dal Trattato. Di conseguenza: «*L'articolo 194 TFUE potrà dunque rivelarsi un importante strumento di garanzia per un approccio globale e coerente della legislazione europea e potrà offrire una nuova legittimazione politica all'azione dell'Unione in materia di energia*» (Lombardo, M., 2009).

Appare quindi evidente l'importanza di una politica energetica europea pienamente integrata in grado di fornire un adeguato ambito normativo per affrontare la complessità delle problematiche legate a questo settore, sia all'interno dell'UE sia a livello internazionale. Grazie a un simile strumento l'Unione potrebbe ricoprire l'ambito ruolo di *leadership* mondiale nella risposta alla sfida lanciata dai cambiamenti climatici, guidando i suoi Stati membri e, in generale, la Comunità Internazionale verso un nuovo paradigma energetico liberato dalla dipendenza dai combustibili fossili.

Bibliografia

- Arcelli, M., Da Empoli, S., Sapienza, M., "Il settore energetico in Europa", Catanzaro, 2006;
- Bastianelli, F., "La politica dell'Unione Europea e la situazione dell'Italia", La Comunità Internazionale, pp. 443-468, 2006;
- Checchi, A., "La politica energetica dell'Unione Europea", Dossier n. 109, Servizio Studi Senato della Repubblica, Roma, 2009;
- Commissione Europea (a), "Libro Verde: una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura", COM (2006)105, marzo 2006;
- Commissione Europea (b), "Libro Verde sull'efficienza energetica: fare di più con meno", COM (2005)265, giugno 2005;
- Commissione Europea (c), "Libro Verde: verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico", COM (2000)769, novembre 2000;
- Commissione Europea (d), "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili - Libro Bianco per una strategia e un piano di azione della comunità", COM (97)599, novembre 1997;
- Commissione Europea (e), "Libro Bianco: una politica energetica per l'Unione Europea", COM (95), dicembre 1995;
- Commissione Europea (f), "Libro Verde per una politica energetica dell'Unione Europea", COM (94) 659, gennaio 1995;
- Corazza, C., "Ecoeuropa – Le nuove politiche per l'energia e il clima", Milano, 2009;
- Di Pippo, A., "I beni pubblici europei: energia e ambiente", ASTRID, 2009;
- ENEA (a), "Rapporto energia e ambiente 2008 – Analisi e scenari", Roma, 2009;
- ENEA (b), "Rapporto energia e ambiente 2007-2008 – L'analisi", Roma, 2009;
- European Commission, "Energy and transport in figures. Statistical Pocketbook 2010", Bruxelles, Belgium, 2010;
- EUROSTAT (a), "Panorama of Energy – Energy statistics to support EU policies and solutions", Bruxelles, Belgium, 2009;
- EUROSTAT (b), "Energy, transport and environmental indicators", Bruxelles, Belgium, 2009
- Grippio, E., Manca, F., "Manuale breve di diritto dell'energia", Padova, 2008;
- ISEA, "Ambiente ed energia nelle strategie comunitarie", Lo stato dell'Unione Europea, Roma, 2007;
- Lombardo, M., "L'impatto del Trattato di Lisbona sulla politica energetica europea", Diario Europeo, 1-2/2009, pp. 48-53;
- Ortis, A., "Un approccio globale per le sfide dell'energia e dello sviluppo sostenibile", Corazza, C., "Ecoeuropa – Le nuove politiche per l'energia e il clima", Milano, 2009.
- Termini, V., "Ambiente e energia: l'Unione Europea oltre Kyoto", ASTRID, 2009.

Summary

THE EUROPEAN UNION ENERGY POLICY IN THE LISBON TREATY: TOWARDS A LOW CARBON FUTURE

During the last few decades, energy issues represented the subject of many initiatives and programmes taken by the European Union (EU), assuring, in this way, interesting business opportunities for enterprises and improving the quality of life for its citizens. These initiatives have been carried out despite the absence of a specific legal basis for an EU energy policy. The Lisbon Treaty has filled this important gap by introducing a specific chapter on energy. The impact of the new framework outlined by the Treaty, could contribute to enhance the value and scope of the initiatives in this strategic sector, both within and outside the EU, as part of its foreign policy.

OTTIMIZZAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ZUCCHERI RIDUCENTI DA BIOMASSE LIGNO-CELLULOSICHE

MASSIMO CALABRESE*, MATTEO QUARANTOTTO, BRUNO STANCHER.

* *Dipartimento di Ingegneria Industriale e dell'Informazione, Università degli Studi di Trieste*

Via Alfonso Valerio 6, 34127

e-mail: massimo.calabrese@econ.units.it

Riassunto

Questo lavoro tratta del processo di idrolisi per ottenere il cosiddetto “bioetanolo di seconda generazione”. La materia prima utilizzata per questo prodotto consiste in vari tipi di biomasse verdi, per sostituire la coltivazione di cereali, con evidenti vantaggi per l'ambiente e per l'economia delle produzioni agricole. Per poter raggiungere questo scopo è però necessario migliorare i procedimenti di idrolisi della cellulosa. A questo fine abbiamo sviluppato un procedimento di tipo chimico e testato le rese utilizzando il metodo colorimetrico che impiega come tracciante per gli zuccheri riducenti l'acido bicinconinico.

Introduzione

Con il termine biomassa si intende ogni materiale di origine organica, dal plancton, alle alghe, agli alberi ed ai tessuti organici degli esseri viventi. Usualmente si esclude le molecole semplici quali l'acqua, l'anidride carbonica o il metano che non conservano traccia delle complesse sintesi che avvengono negli organismi viventi.

La biomassa vegetale è prodotta sfruttando l'energia solare mediante il processo di fotosintesi clorofilliana, è costituita da composti ad alto peso molecolare, quali la cellulosa, l'emicellulosa, polimeri delle molecole saccaridiche, la lignina e da altri, relativamente più semplici, come gli estrattivi di natura organica ed inorganica. Le loro quantità relative variano a seconda la specie e l'età della pianta.

La cellulosa è il maggiore costituente della biomassa lignocellulosica (30-60% in peso). L'instaurarsi di legami ad idrogeno tra le catene determina la formazione di domini cristallini che impartiscono resistenza ed elasticità alle fibre vegetali. In natura si trova allo stato puro solo nelle piante annuali come cotone e lino, mentre nelle piante legnose è sempre accompagnata da emicellulosa e lignina.

L'emicellulosa costituisce il 10-40% della biomassa lignocellulosica, si presenta come un polimero misto, relativamente corto (da 10 a 200 molecole) e ramificato, formato sia da zuccheri a sei atomi di carbonio (glucosio, mannosio, galattosio) sia da zuccheri a cinque atomi di carbonio (xilosio e arabinosio).

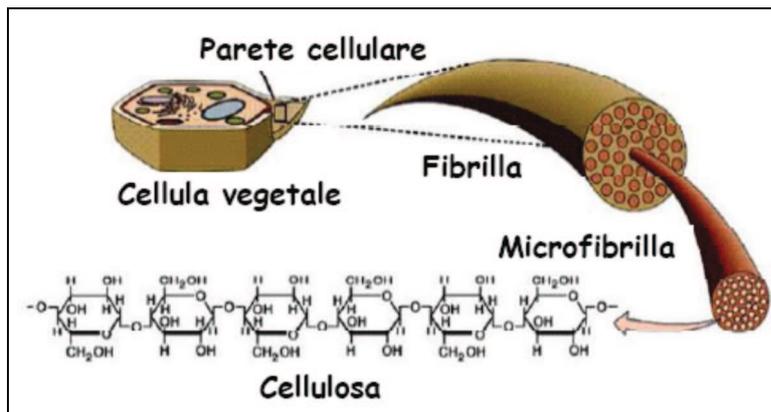
La lignina, è uno dei costituenti principali dei vegetali poiché ne rappresenta il 10-30% della massa, in dipendenza della specie. La sua principale funzione consiste nel legare e cementare tra loro le varie fibre per conferire compattezza e resistenza alla pianta, costituisce inoltre, una protezione contro insetti, agenti patogeni, lesioni e luce ultravioletta (Lange J.P. 2007; Ragauskas A.J. 2006 et al; Wyman C.E. 1994; Gressel J. 1983). I

Le biomasse sottoforma di foreste, colture, residui dell'industria agroalimentare e agroindustriale, la componente organica proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani (RSU), costituiscono una delle più importanti risorse a disposizione dell'uomo come fonte rinnovabile di alimenti, energia e materie prime. L'importanza del loro sfruttamento è dovuta soprattutto alle emissioni di CO₂ nette evitabili dal momento che questo gas (noto per gli effetti serra) viene riassorbito attraverso la fotosintesi per generare nuova biomassa.

È importante che la biomassa di partenza, non deve assolutamente interferire con altre attività commerciali quali l'industria alimentare e l'agricoltura, altrimenti ne modificherebbe negativamente la dinamica interferendo sui costi e quindi sui prezzi dei prodotti finiti.

Il DLgs 3 marzo 2011, n. 28 (G.U.) sulle Energie Rinnovabili recepisce la direttiva europea 2009/28/CE sulla promozione dell'uso delle FER, ha l'intento di favorire il raggiungimento dell'obiettivo stabilito per l'Italia del 17% di produzione da FER per l'energia elettrica, termica e per i trasporti entro il 2020.

Fig.1 Struttura della parete cellulare



In quest'ultimi anni l'attenzione da parte della ricerca è aumentata studiando nuovi impieghi di tale materia prima.

Infatti mediante processi di trasformazione termochimica e biochimica si possono ottenere una gran varietà di prodotti quali carburanti "verdi", zuccheri, compost, pellets, paste cartarie. Pertanto i vantaggi che possono derivare da un maggiore sfruttamento delle biomasse sono molteplici, tra cui:

- nuovi sbocchi di mercato per prodotti agricoli in eccedenza;
- produzione di materiali biodegradabili a costi competitivi;
- smaltimento dei residui agroindustriali;
- valorizzazione delle risorse locali

I benefici legati ai biocarburanti derivano da un impatto ambientale più contenuto rispetto ai derivati del petrolio e dall'impiego di materiali di scarto che solitamente non vengono utilizzati (fig.2-3).

Il bioetanolo "ligno-cellulosico" mostra il miglior compromesso tra prezzo, disponibilità (residui agroforestali) e prestazioni, valorizzazione energetica delle biomasse e miglioramento del bilancio delle emissioni di CO₂ (Tan R.R et al, 2004).

Fig. 2 Riduzione stimata (%) delle emissioni di gas serra per alcune filiere di produzione di biocarburanti rispetto al gasolio (Fonte: elaborazione ENEA su dati della Direttiva 2009/28/CE, Annex V)

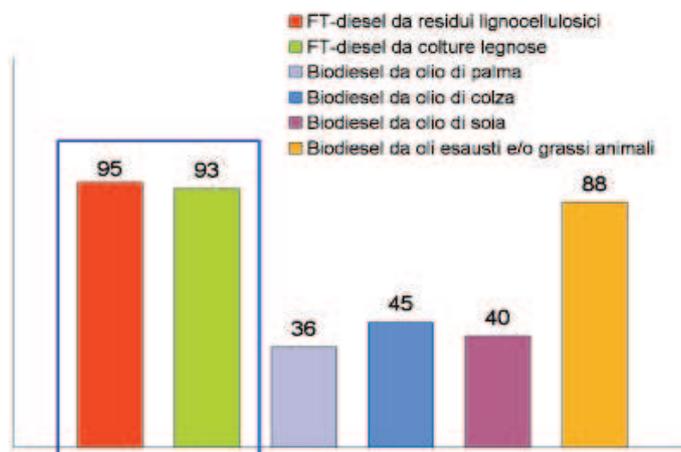
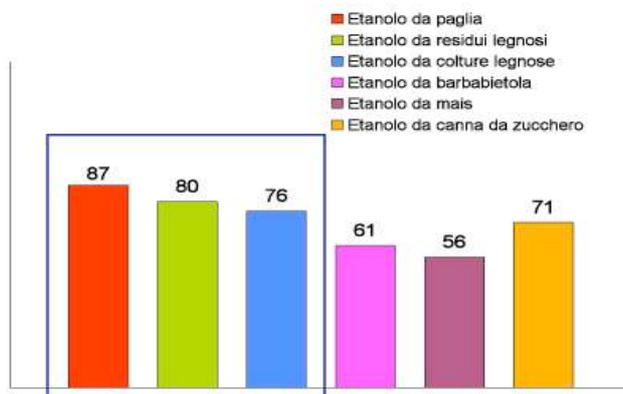


Fig.3 Riduzione stimata (%) delle emissioni di gas serra per alcune filiere di produzione di biocarburanti rispetto alla benzina (Fonte elaborazione ENEA su dati della direttiva 2009/28/CE, Annex VI)



Esistono due tipologie di processo produttivo attraverso cui si può ottenere bioetanolo. Nel primo, detto etanolo di prima generazione, il processo prevede come materia prima un «succo zuccherino», ricavato dalla spremitura di piante, ad alto contenuto di zucchero (saccarosio), quali la canna da zucchero, la barbabietola da zucchero, il sorgo zuccherino.

Nel secondo tipo di processo, detto etanolo di seconda generazione, la differenza significativa risiede nella provenienza dello zucchero che si andrà a fermentare. Infatti, il glucosio non viene ricavato solo dall'amido o dagli zuccheri della pianta stessa, bensì viene generato per idrolisi chimica o enzimatica della cellulosa e dell'emicellulosa. (Lynd L.R et al 2008; Bartacek J., 2007).

La filiera produttiva dell'etanolo da biomassa è articolata in cinque stadi (Sun Y. and Cheng J.Y., 2002; Waltz E. 2008):

1. pretrattamento
2. detossificazione
3. idrolisi
4. fermentazione
5. distillazione

Materiali e metodi

Allo stato naturale, il materiale lignocellulosico è molto strutturato e non è possibile convertirlo direttamente nel prodotto desiderato. Per eseguire la conversione, ad esempio a zuccheri o biocarburanti, è necessario favorire la rottura dei legami chimici tra i vari componenti della biomassa in modo da determinare una migliore idrolisi. Di conseguenza, per un'efficace conversione, sono sempre necessari dei trattamenti preliminari, i cui principali obiettivi sono:

- ridurre al minimo la perdita dei carboidrati;
- massimizzare il recupero di emicellulosa e lignina come validi sottoprodotti;
- minimizzare i costi iniziali e quelli operativi;
- massimizzare le rese dell'idrolisi;
- assenza di sottoprodotti tossici, inibitori di successive idrolisi.

Lo scopo del lavoro riguarda l'ottimizzazione del trattamento della biomassa al fine di migliorare il recupero delle frazioni e poter procedere alla loro valorizzazione come substrati per la produzione di zuccheri. Passaggio fondamentale per l'ottenimento del bioetanolo dalla cellulosa è il processo di idrolisi che consente di liberare gli zuccheri naturalmente bloccati nella struttura polimerica della cellulosa di per se inutilizzabile per i normali processi fermentativi. E' noto infatti che l'idrolisi della cellulosa a zuccheri riducenti costituisce un procedimento dispendioso dal punto di vista energetico, e di difficile realizzazione viste le basse rese. Pertanto la ricerca riguarda l'ottimizzazione del processo per via chimica al fine di ottenere una

miglior resa. La resa degli zuccheri riducenti verrà calcolata con un metodo spettrofotometrico appena messo a punto utilizzando come derivatizzante l'acido bicinconinico.

Il processo che si intende adottare per la trasformazione di biomasse, permettendo una parziale frammentazione dei componenti polimerici (cellulosa, emicellulosa e lignina) mediante trattamenti termici e chimici in zuccheri prevede l'utilizzo di un singolo reattore in cui la filiera produttiva avvenga consecutivamente.

Viene impiegato un sistema da laboratorio in grado di controllare le principali variabili chimiche e chimico-fisiche, quali temperatura, pressione e pH.. Inoltre il sistema presenta un agitatore in modo che la biomassa sia sempre in contatto con l'aria, in cui la fase di pretrattamento, detossificazione ed idrolisi avvengano consecutivamente.

La biomassa costituita da materiale lignocellulosico per una quantità di circa 500g è preventivamente essiccata in stufa a 95°; in seguito viene prelevata un'aliquota di 2g di materia secca e sottoposta alle successive fasi.

1. **PRETRATTAMENTO** eseguito chimicamente con 50 ml di NaOH (soda) al 15 %, e 100 ml di acqua a 120 °C, per 60 minuti. Un effetto indesiderato del pretrattamento è la formazione di sottoprodotti (composti ottenuti dalla degradazione del furano, acidi organici a basso peso molecolare, composti fenolici) durante la parziale degradazione delle componenti della parete cellulare che inibiscono l'attività fermentativa dei microorganismi (Waltz E. 2008; Galbe M. and Zacchi G. 2007).
2. **DETOSSIFICAZIONE** permette la rimozione degli inibitori: variando il pH con Ca(OH)_2 e H_2SO_4 : Il campione dopo pretrattamento è stato soggetto alle seguenti fasi: fase 1: pH 9, a 60 °C per 30 minuti; fase 2: pH 6, a 30 °C per 30 minuti. L'azione dell'acido solforico amplifica gli effetti idrolitici del trattamento frammentando ulteriormente i polimeri della biomassa in oligomeri e monomeri idrosolubili. Il suo impiego risulta utile a basse temperature dato che incrementa la solubilizzazione della biomassa, particolarmente nel caso dello xilosio.
3. **IDROLISI** con 150 ml di H_2SO_4 al 30 % a 100 °C per 1 ora. Il rapporto d'alimentazione acido:cellulosa ed emicellulosa è di 1.25:1. Il gel formatosi nel reattore viene pressato per separare la corrente acido/zucchero dal residuo solido (lignina), che precipita. La cellulosa, una volta idrolizzata, rilascia molecole di glucosio mentre l'emicellulosa rilascia molecole di xilosio.

Una volta terminata l'idrolisi dal reattore la soluzione acida contenente gli zuccheri viene filtrata su carbone attivo, con pompa sotto vuoto, neutralizzata con NaOH e portata ad un volume finale di 100 ml. Su questa soluzione viene effettuato il dosaggio degli zuccheri riducenti, mediante il metodo dell'acido bicinconinico.

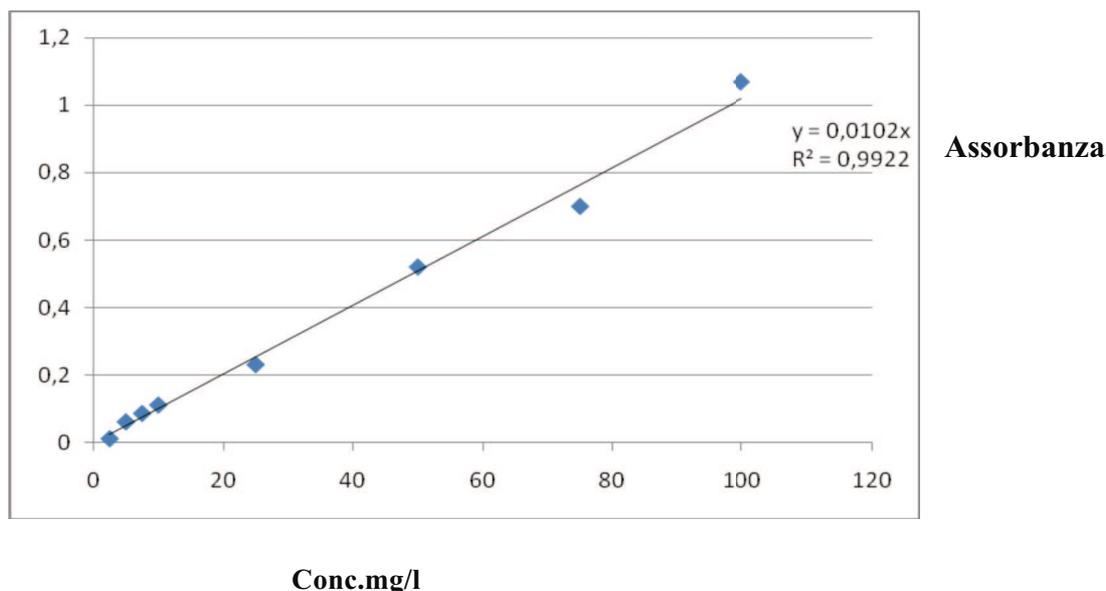
Il metodo si basa sul fatto che in condizioni alcaline gli ioni rame Cu^{2+} formano un complesso con le estremità riducenti degli zuccheri e vengono ridotti a Cu^+ . Si forma in queste condizioni un complesso di color porpora la cui intensità è proporzionale alla quantità di zucchero presente. La variazione di intensità è determinata mediante misure di assorbanza allo spettrofotometro a 562 nm. Il valore della concentrazione viene quindi estrapolato da una retta di taratura precedentemente costruita utilizzando campioni di glucosio a concentrazione nota, da 2,5mg/l a 100 mg/l.

Il reattivo è costituito da 2 parti:

- A 4,5g di acido bicinconinico e 215g di sodio carbonato anidro e portato a 3.45l H_2O
- B 3,7g di acido aspartico e 5g di sodio carbonato in 100ml H_2O
1g di rame solfato in 40ml di H_2O mescolare e portare a 150ml

Il reattivo finale è preparato miscelando 23 parti di A con 1 di B. Per la misura di assorbanza il rapporto tra reattivo e campione è del 50% nella cuvette.

Retta di calibrazione del complesso glucosio / acido bicianconinico a 562 nm



Risultati e discussione

La resa finale della reazione, tenendo conto delle diverse fasi, ricavata con il metodo sopra descritto, è stata di 88 mg di zuccheri riducenti totali espressi come glucosio, corrispondenti al 4,4% del materiale secco di partenza. Il metodo colorimetrico all'acido bicianconinico si è rivelato di sensibilità più che adeguata per lo scopo del lavoro. Tenuto conto di questo risultato che si può considerare preliminare, si può ipotizzare un possibile futuro miglioramento del processo, variando opportunamente i diversi parametri implicati nell'idrolisi.

Anche se il risultato appare promettente, dato lo scarso valore calorico del materiale di partenza utilizzato, sono necessari ulteriori approfondimenti sia per migliorare le rese, sia per studiare il recupero dei solventi in relazione all'economicità del procedimento nel suo complesso.

Bibliografia

- Bartacek J., Zabranska J. and Lens P.N.L., "Developments and constrains in fermentative hydrogen production", *Biofuels Bioprod Bioref*, 1, 201–214, 2007
- Gazzetta Ufficiale 28 marzo 2011, n. 71, s.o. n. 81
- Galbe M. and Zacchi G., "Pretreatment of lignocellulosic materials for efficient bioethanol production", *Advances Biochemical Engineering/Biotechnology*, 108, 41–65, 2007
- Gressel J., Vered Y., Bar-Lev S., Milstein O. and Flowers H.M., "Partial supression of cellulase action by artificial lignification of cellulose", *Plant Sci Lett*, 32, 349–353, 1983
- Lange J.P., "Lignocellulose conversion: An introduction to chemistry, process and economics", *Biofuels Bioproducts Biorefining*, 1, 39–48, 2007
- Lynd L.R., Laser M.S., Bransby D., Dale B.E., Davison B., Hamilton R., Himmel M.E., Keller M., McMillan J.D., Sheehan J.J. and Wyman C.E., "How biotech can transform biofuels", *Nature Biotechnol* 26, 169–172, 2008
- Ragauskas A.J., Williams C.K., Davison B.H., Britovsek G., Cairney J., Eckert C.A., Frederick W.J., Jr., Hallett J.P., Leak D.J., Liotta C.L., Mielenz J.R., Murphy R., Templer R. and Tschaplinski T., "The path forward for biofuels and biomaterials", *Science*, 311, 484–489, 2006
- Sun Y. and Cheng J.Y., "Hydrolysis of lignocellulosic materials for ethanol production: a review", *Bioresour Technol*, 83, 1–11, 2002
- Tan R.R., Culaba A.B. and Purvis M.R.I., "Carbon balance implications of coconut biodiesel utilization in the Philippine automotive transport sector", *Biomass Bioenerg* 26, 579–585, 2004
- Waltz E., "Cellulosic ethanol booms despite unproven business models", *Nature Biotechnol*, 26, 8–9, 2008
- Wyman C.E., "Ethanol from lignocellulosic biomass - technology, economics, and opportunities", *Bioresour Technol*, 50, 3–16, 1994

Summary

PRODUCTION OPTIMIZATION OF REDUCING SUGARS FROM LIGNOCELLULOSIC BIOMASSES

This work is concerning the hydrolysis process to obtain the so-called "second generation bioethanol." The raw material used for this product consists of various types of green biomass, to replace the cultivation of cereals, with obvious benefits to the environment and the economy of agricultural production. To achieve this goal, however, it is necessary to improve the hydrolysis process of the cellulose. To this purpose we have developed a chemical process and tested the yields using a colorimetric method that employs as tracer the bicononic acid. for the reducing sugars.

LE FONTI RINNOVABILI DOMINERANNO IL MERCATO ENERGETICO FUTURO? “ANALISI DEI VANTAGGI ECONOMICI ED AMBIENTALI IN EUROPA”

PAOLA CAMPANA

Dipartimento di Management, Facoltà di Economia, Università di Roma La Sapienza,
Via del Castro Laurenziano, 9 00161 Roma, sede di Latina
e-mail: paola.campana@uniroma1.it

Riassunto

La materia energetica ha sempre costituito oggetto di prioritario interesse degli stati nazionali, perché considerata essenziale sotto il profilo economico e, strategica sotto quello politico.

Una politica comune rappresenta la risposta più efficace alle sfide energetiche attuali, che sono comuni a tutti gli stati membri.

La sfida energetica dell'Italia e il suo riassetto stabile, deve passare necessariamente attraverso il potenziamento delle infrastrutture elettriche, un ricorso alle tecnologie del carbone pulito, e un maggior impulso allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Nel medio e lungo termine, la riapertura dell'opzione nucleare consentirebbe di riavviare un ciclo di investimenti in un settore a tecnologia avanzata, e dare un nuovo impulso alla ricerca scientifica e tecnologica. Sono dunque necessarie scelte politiche specifiche, il problema energetico non va affrontato sul piano ideologico, ma seriamente sul piano tecno-economico.

Introduzione

La crescita mondiale dei consumi energetici di circa il 50% rispetto ai livelli attuali, che l'AIE (International Energy Agency) ha previsto per il 2030, avrà un impatto sull'ambiente, sullo sviluppo delle economie asiatiche e, sulla stabilità politica di alcuni stati che producono fonti di energia primarie.

In questo contesto di evoluzione, l'energia ha acquisito un ruolo di primo piano nell'agenda europea, anche a causa dello sviluppo di alcuni fattori:

L'aumento costante del prezzo delle risorse energetiche (petrolio e gas);

L'instabilità geopolitica dell'importazione del gas dalla Russia, e il problema della sicurezza degli approvvigionamenti;

Le ripercussioni del consumo energetico sull'ambiente, con l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto.

Per far fronte alle sfide energetiche, l'Europa si è dotata di un insieme di obiettivi vincolanti, ed ha indicato che gli assi portanti della futura politica energetica europea sono: competitività, sostenibilità e sicurezza. Una tappa importante nello sviluppo della Politica Energetica Comune è rappresentata dal Libro Verde¹, dando seguito agli obiettivi di una politica comune, il 23 gennaio 2008 la Commissione ha presentato la comunicazione “due volte 20 per il 2020”².

Il nuovo approccio strategico integrato europeo, si propone di combinare la politica energetica con gli obiettivi ambiziosi in materia di lotta al mutamento climatico, e conseguire entro il 2020:

La riduzione del 20% delle emissioni di Gas Serra;

Di portare al 20% il Risparmio Energetico;

Di aumentare al 20% il consumo di Fonti Rinnovabili. (Campana P., 2008)

¹ Libro Verde, (Comm. UE 08 Marzo 2006, 105), intitolato “Una strategia Europea per un'energia sostenibile”

² (Comm.2008-30), “L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa”, pubblicato nella gazzetta Ufficiale dell'UE del 5 Giugno 2009).

Uno Sguardo all'Europa

Il mix di generazione

La dinamica della generazione elettrica in Europa ha mantenuto, negli ultimi quindici anni, ritmi di espansione intorno al 2 per cento annuo.

Le diversità di comportamento tra i maggiori paesi dell'area euro, si riflettono nelle diverse caratteristiche tecniche della produzione, in particolare nel mix delle fonti utilizzate.

Tali differenze sono il riflesso di scelte politiche che, invece di puntare sulla diversificazione delle fonti, hanno di volta in volta privilegiato o penalizzato l'utilizzo di alcune di esse, si pensi ad esempio al caso dell'assenza del nucleare in Italia.

In generale è illustrato (tab. 1) che tra i maggiori paesi europei la Germania fa ampio utilizzo di carbone grezzo, l'Italia ha invece aumentato molto il peso del gas naturale, restano infine, le differenze storiche nell'utilizzo del nucleare, assente in Italia, e fonte quasi esclusiva in Francia, dove ha mantenuto negli ultimi quindici anni un peso poco inferiore all'80%. (*Assoelettrica, 2004*)

TABELLA 1
Mix delle fonti per la generazione elettrica in Europa nel 2004 quote %
Fonti Elaborazioni su dati Eurostat anno 2004

TITOLO FONTI	GERMANIA	FRANCIA	SPAGNA	ITALIA
Carbone grezzo	22,3	4,5	26,1	15,0
Prodotti petroliferi	1,7	1,0	8,5	19,4
Gas naturale	10,1	3,2	19,8	42,8
Nucleare	27,5	78,3	22,7	0,0
Idroelettrico	4,6	11,4	12,3	16,5
Eolico	4,2	0,1	5,6	0,6
Altro	29,6	1,4	5,0	5,7

Il Bilancio Elettrico Italiano

Dall'esame del bilancio elettrico italiano si legge che nel 2009 la richiesta di energia elettrica in Italia è stata pari a 320,3 TWh (terawattora), circa il 6% in meno rispetto all'anno precedente, effetto dovuto alla crisi economica che ha interrotto il trend di crescita dei consumi elettrici. (fig. 1)

La richiesta di energia è stata soddisfatta con un maggior ricorso alle importazioni nette (+12%) e un minor ricorso alla produzione nazionale (-8%). Il forte incremento della generazione da fonti rinnovabili (+19%) ha contribuito a ridurre ulteriormente l'utilizzo dei combustibili fossili (-14%). (fig.2)

FIGURA 1
Bilancio Elettrico Italiano al 2009
Contributo percentuale delle fonti di energia alla produzione elettrica
(Fonte GSE 2009)

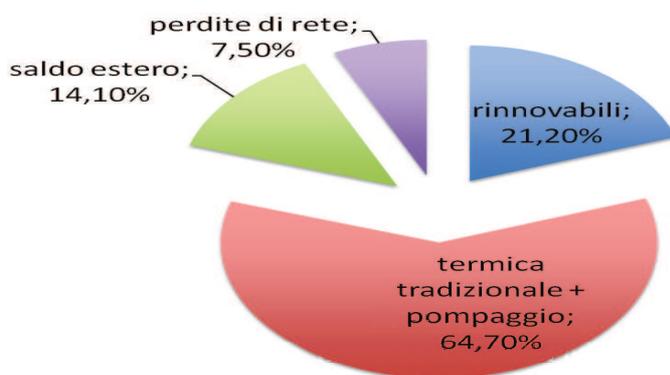
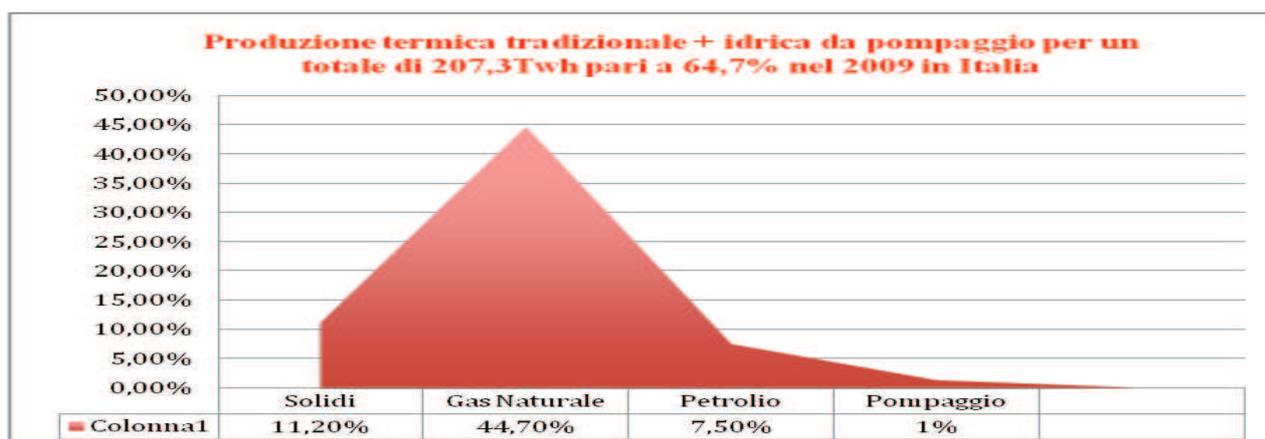


FIGURA 2

Produzione Elettrica da Fonti Fossili al 2009
(Fonte GSE 2009)

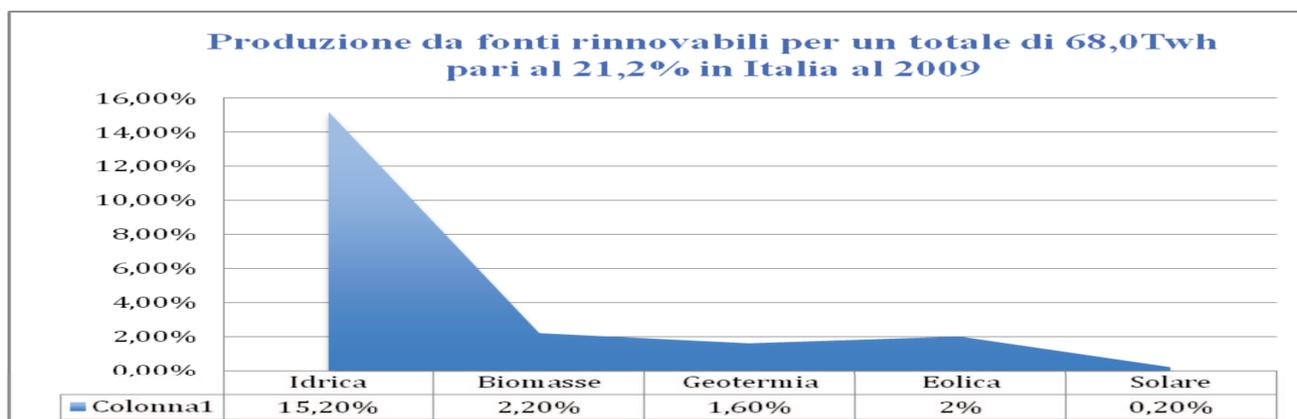


La produzione lorda di energia elettrica da fonte rinnovabile nel 2009 è stata pari a 69.330 GWh (gigawattora), il 19% in più rispetto all'anno precedente. Il contributo rappresentato dalla produzione di energia eolica, ha registrato un trend in crescita del 35% fino a raggiungere 6.543 GWh (gigawattora), il contributo di energia da biomassa, parimenti, ha registrato un aumento del 28%, fino a raggiungere 7.631 GWh (gigawattora).

Nel 2009 continuano a crescere a ritmi sostenuti gli impianti fotovoltaici presenti sul territorio nazionale, il loro numero e la potenza installata sono duplicati rispetto all'anno precedente.

Infine, l'incidenza percentuale della produzione di energia da fonti rinnovabili, rispetto al consumo interno lordo, fa registrare nel 2009, un importante aumento, **passa dal 16,5% al 21,2%**. (fig.3)

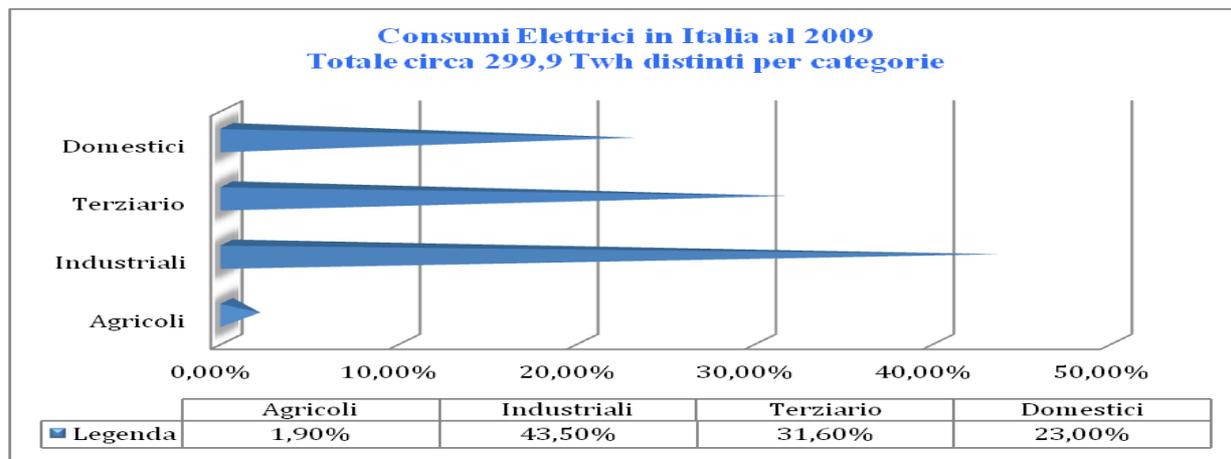
FIGURA 3
Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili al 2009
(Fonte GSE 2009)



I consumi di energia sono stati di 299,9 TWh (terawattora), essi hanno registrato nel 2009 una contrazione rispetto all'anno precedente. Gli effetti hanno interessato soprattutto il settore industriale, i cui consumi sono diminuiti del 14% passando da 151,3 TWh (terawattora) dello scorso anno ai 130,5 TWh (terawattora) del 2009.

Tra i comparti maggiormente colpiti, quello siderurgico che è passato da 21,6 a 15,7 TWh (terawattora) (-27) (fig.4)

FIGURA 4
I consumi di energia per settori in Italia al 2009
 (Fonte GSE 2009)



Il percorso della generazione elettrica nel futuro (Kaltschmitt M et al., 2010)

Nel mondo i principali governi hanno inserito nelle proprie agende i provvedimenti necessari a definire le strategie energetiche per accompagnare lo sviluppo economico e industriale focalizzando l'attenzione su tre variabili chiave:

- La sicurezza degli approvvigionamenti
- L'economicità
- La sostenibilità socio-ambientale

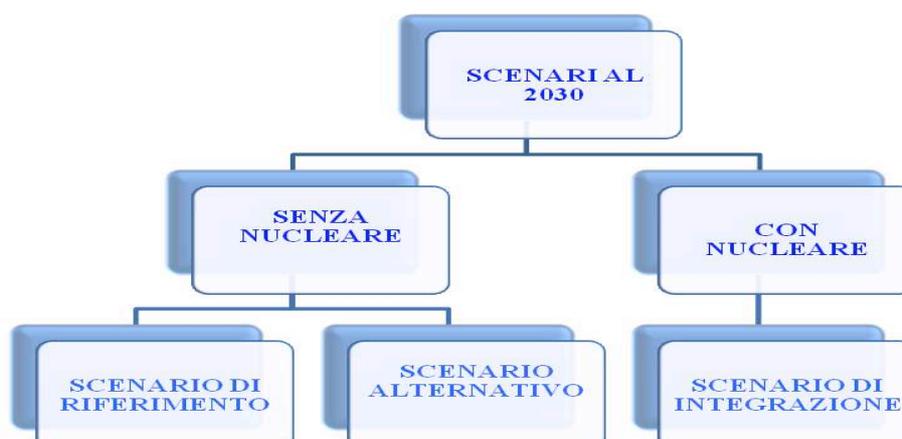
L'Italia nell'affrontare la sfida energetica, deve confrontarsi con una situazione di fragilità, che deriva da una mancanza di strategie e, di un piano organico di lungo periodo, che ha portato per il settore conseguenze riconducibili a:

- Crescente dipendenza energetica;
- Sbilanciamento del mix di generazione elettrica rispetto agli altri paesi europei;
- Forte dipendenza dall'importazione di elettricità;
- Prezzo dell'energia in crescita e superiore agli altri paesi europei;
- Inadeguatezza delle infrastrutture per l'energia.

Scenari di studio degli impatti attesi al 2030

La formulazione di scenari puramente ipotetici di studio, (fig. 5) può essere utile per comprendere gli impatti attesi derivanti dalla costruzione e dalla conseguenza messa in esercizio di nuove centrali nucleari nel nostro paese, come previsto dal governo attraverso la "Legge di Sviluppo del 2009". (Enel, EDP, 2009)

Figura 5
 (Fonte The European House-Ambrosetti 2010)



Scenario di riferimento, in cui il mix di generazione ipotizzato al 2030 comprende una prosecuzione delle politiche attuali, nel rispetto del raggiungimento degli obiettivi previsti dal pacchetto Clima ed Energia

dell'U.E. al 2020, unitamente a quelli fissati nel Piano di Azione Nazionale per le Rinnovabili (PAN)³ di generare 98,8 TWh (terawattora) di elettricità da fonte rinnovabile entro il 2020.

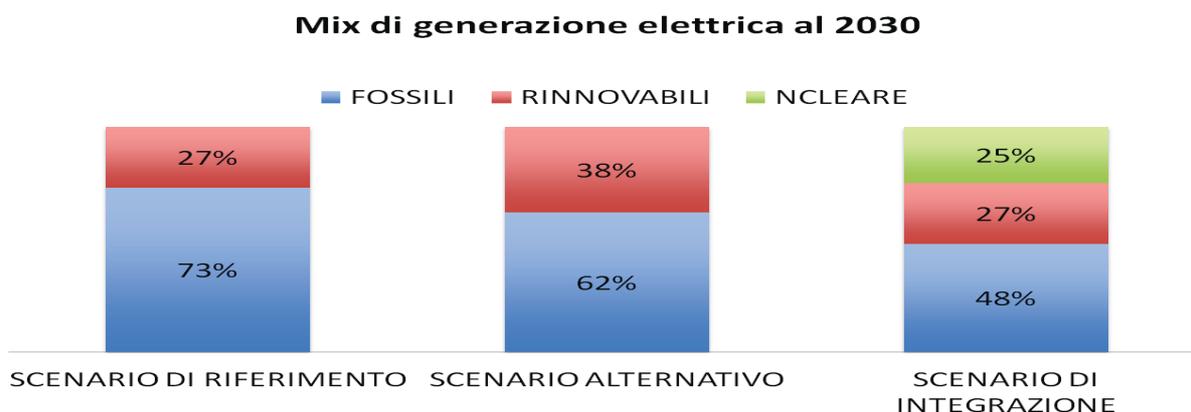
Scenario alternativo, il cui contributo alla generazione delle fonti rinnovabili cerca di raggiungere il 38% superando gli obiettivi previsti dal Piano di Azione Nazionale per le Rinnovabili (PAN), in base all'evoluzione della tecnologia attesa.⁴

Scenario d'integrazione, in cui è introdotta in linea con il Piano del Governo la fonte nucleare a copertura del 25% della generazione elettrica entro il 2030.

Sulla base delle ipotesi di ciascuno scenario possiamo ipotizzare nella (fig. 6) l'andamento della produzione di energia elettrica

FIGURA 6

(Fonte The European House-Ambrosetti 2010)



Esaminando la (fig. 6) si evince che:

Nello scenario di riferimento, si registra una produzione di fonti fossili per il 73% pari a 297 TWh (terawattora), ed una produzione da fonti rinnovabili per il 27% pari ad un totale di 110 TWh (terawattora);

Nello scenario alternativo, si registra una produzione di fonti fossili per il 62% pari a 252 TWh (terawattora), ed una produzione da fonti rinnovabili per il 38% pari ad un totale di 155 TWh (terawattora);

Nello scenario d'integrazione, si registra una produzione di fonti fossili per il 48% pari a 197 TWh (terawattora), ed una produzione da fonti rinnovabili per il 27% pari ad un totale di 110 TWh (terawattora), ed una produzione da fonte nucleare pari al 25% per un totale di 100 TWh (terawattora).

Dal Lato dei costi, nel periodo 2020-2030, lo scenario d'integrazione mostra il minor costo di generazione rispetto agli altri due scenari considerati, determinando un risparmio pari a: (fig.7)

- ✓ 32 miliardi di Euro rispetto allo scenario di riferimento;
- ✓ 57 miliardi di Euro rispetto allo scenario alternativo.

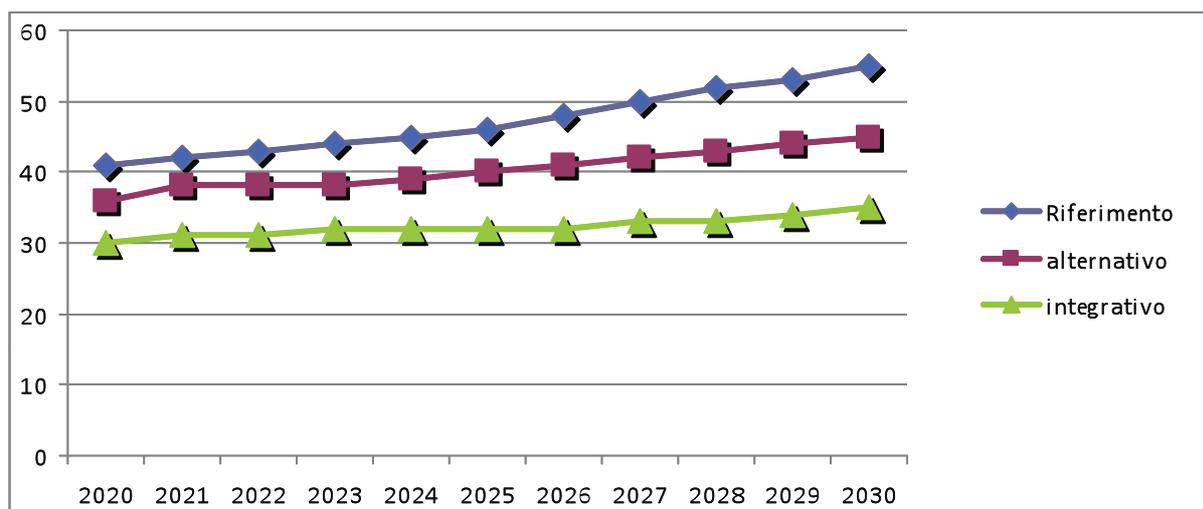
FIGURA 7

Costo Di Generazione In Italia in miliardi di euro

³ Il Piano Nazionale per le Rinnovabili (PAN) del Ministero dello Sviluppo Economico dell'agosto 2010, stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

⁴ In questo scenario la crescita della generazione da fonti rinnovabili nel periodo 2020-2030 è più spinta e aumenta fino a un potenziale previsto di 155 Twh (terawattora) . Alcuni osservatori sollevano dubbi sulla reale possibilità tecnica ed economica di questa forte crescita.

(Fonte The European House-Ambrosetti 2010)



Sotto L'aspetto socio-ambientale, indicativi sono i risparmi che l'introduzione della generazione elettrica da nucleare può consentire sul fronte delle emissioni di anidride carbonica (CO₂), **rispetto agli scenari senza nucleare** nell'ordine di: (tab.2)

- ✓ 381,4 milioni di Tonnellate Equivalente di Petrolio (Tep) rispetto allo scenario di riferimento;
- ✓ 236,4 milioni di Tonnellate Equivalente di Petrolio (Tep) rispetto allo scenario alternativo.

In sintesi dall'analisi dei costi complessivi, (fig.7 e tab.2) si dimostra la tendenza ad una maggior convenienza economica ed ambientale, nell'adozione di un mix di generazione elettrica comprendente la tecnologia nucleare.

Tabella 2
Emissioni di CO₂ in Italia nei tre scenari considerati nel periodo 2020-2030
(Milioni di Tep)

(fonte The European House-Ambrosetti 2010)

Anno	Differenza su scenario di riferimento	Differenza su scenario alternativo
2020	-4.8	-3.5
2021	-5.0	-1.4
2022	-14.8	-8.9
2023	-25.9	-17.6
2024	-34.7	-24.0
2025	-47.2	-34.0
2026	-49.9	-34.2
2027	-51.4	-33.1
2028	-50.3	-29.5
2029	-49.2	-25.8
2030	-48.2	-24.4
TOTALE 2020-2030	-381.4	-236.4

Conclusioni

La competitività di un sistema paese è un elemento complesso con relazioni e retroazioni tra i diversi elementi. Ciascuno di questi rapporti è influenzato da una serie di variabili endogene ed esogene, la cui configurazione influenza in maniera anche sostanziale, l'esito finale, tra le più importanti vi è l'energia.

Il tema dell'energia ha assunto una rilevanza strategica per l'Europa alla luce delle sfide imposte dall'evoluzione dello scenario energetico internazionale.

Per il sistema Italia, il dissesto energetico, pesa gravemente sulla capacità del sistema produttivo di competere nel mercato internazionale.

Studi recenti hanno confermato che la quota hi-tech sulle esportazioni manifatturiere dell'Italia si colloca a circa la metà della media europea, ed è di 2,5 volte inferiori a quella dei principali competitors (Stati Uniti, Francia, Germania, Regno Unito, Giappone).

La classifica per competitività del sistema produttivo vede l'Italia scivolare dal 26 al 47 posto, situazione riferibile ad un peggioramento delle condizioni del settore imprenditoriale, all'esigua portata del potenziale innovativo, determinato dalla scarsa collaborazione tra produzione e ricerca, alla limitata disponibilità di capitale di rischio.

Il riassetto del sistema energetico italiano costituisce quindi, oltre che una necessità indifferibile, un'occasione per dare nuovo impulso alla competitività del Paese attraverso scelte che mirino a:

- *Promuovere strumenti di sostegno, alle attività di ricerca e sviluppo, rafforzando la produzione di carbone, con ricorso alle più moderne tecnologie;*
- *Promuovere azioni normative, economiche e finanziarie, a favore delle fonti rinnovabili;*
- *Riconsiderare l'opzione nucleare.*

In finale mi preme rilevare che è essenziale che ogni riflessione sia fatta senza pregiudizi aprioristici, ma basandosi esclusivamente, su dati concreti e obiettivi.

Bibliografia

Campana P., "Energie rinnovabili ed efficienza energetica: la sfida delle città solari": *Il caso dei comuni della Provincia di Latina*, Isbn 978-88-548-2245-0, Roma 2008

European Commission Eurostat, "Europe 2020 Indicators", Statistics Indicators, 2011

Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese, "Renewable Energy", Springer-Verlag Berlin and Heidelberg GmbH & Co. K, October 2010

Paul Ekins, Mark Winskel, Jim Skea, *Energy 2050* – "Making the transition to a Secure Low Carbon Energy System", Earthscan Ltd, December, 2010

Assoelettrica (a cura di), "Tendenze del settore dell'energia elettrica in Europa", Quaderni dell'energia elettrica, n.2 Gennaio 2007

Enel, EDP Executive Summary (a cura di), "Il nucleare per l'economia, l'ambiente e lo sviluppo," The European House-Ambrosetti Spa 2009-2010

Sitografia

www.gse.it

www.enel.it

Summary

RENEWABLE ENERGY FUTURE DOMINATE THE MARKET?

"ANALYSIS OF ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL BENEFITS IN EUROPE"

The energy sector has always been the subject of primary interest of the nation state, because it is considered essential to the economically and strategically in the political.

A common policy is the most effective response to today's energy challenges, which are accepted to all member states.

The Energy Challenge of Italy and its reorganization stable must necessarily pass through the upgrading of electrical infrastructure, use of a clean coal technology, and a greater impetus to the promotion of renewable sources. In the medium to long term the reopening of the nuclear option would restart a cycle of investment in an industry with advanced technology, and give a new impetus to scientific and technological research. Are therefore necessary for specific policy choices, not the energy problem must be considered at the ideological aspect, but seriously techno-economic aspect.

INNOVAZIONE E COMPETITIVITA' NEL SETTORE DELLE TECNOLOGIE ENERGETICHE

FAUSTO CAVALLARO
Dipartimento SEGeS, Università degli Studi del Molise
Via De Sanctis, 86100, Campobasso
e-mail: cavallaro@unimol.it

Riassunto

L'innovazione nel settore energetico ha un ruolo strategico, poiché, l'impiego di nuove tecnologie e l'utilizzo di nuove fonti energetiche consente di diversificare l'approvvigionamento, ridurre la dipendenza dall'estero e migliorare, soprattutto, la qualità ambientale. Pensare oggi alla "low carbon economy" rende indispensabile il riadattamento dei processi innovativi, soprattutto in termini sistemici, la revisione dei modelli di business e l'aumento di consapevolezza di molteplici attori quali istituzioni, policy maker e operatori industriali. Appare quindi evidente che per favorire l'affermazione della low carbon economy un ruolo decisamente importante è affidato all'attività di ricerca e sviluppo (R&S) finalizzata alla realizzazione di nuovi prototipi industriali e al miglioramento delle prestazioni delle tecnologie già esistenti. A tal fine ci proponiamo di analizzare la relazione tra le dinamiche di mercato e le risorse destinate in R&S nel settore delle fonti energetiche rinnovabili.

Introduzione

Il dibattito sulle possibili soluzioni di "exit strategy" dalla crisi finanziaria mondiale ha ribadito la necessità e l'urgenza di porre al centro del dibattito i processi di sviluppo, le dinamiche del cambiamento tecnologico e la competitività dei settori produttivi. Appare ormai chiaro che le innovazioni tecnologiche sono in grado di promuovere posizioni di vantaggio competitivo purché le conoscenze scientifiche vengano tradotte in innovazione per il sistema impresa e il sistema economico in generale.

L'innovazione, quindi, deve essere intesa in senso globale ossia deve comprendere l'intero processo tecnologico, dalla fase di ricerca a quella di applicazione. In questo senso l'innovazione è un processo che permette di introdurre sul mercato nuove tecnologie e invenzioni sotto forma di prodotti, processi o servizi, metodi di produzione o di commercializzazione e tecniche di gestione a tutti i livelli dell'economia.

La moderna concezione della crescita riconosce nel progresso tecnico, stimolato dagli incentivi all'innovazione, un ruolo centrale nei processi di crescita delle

economie avanzate (Zanchettin P., 2001). La capacità del sistema economico ed istituzionale di supportare un'azione mirata d'incentivazione dell'innovazione e di promozione delle nuove tecnologie assume, quindi, un'importanza fondamentale (Zanchettin P., 2001). Scopo di questo lavoro è quello di analizzare la relazione tra le dinamiche di mercato e le risorse destinate in R&S nel settore delle fonti energetiche rinnovabili.

Gli investimenti in R&S nel settore delle fonti rinnovabili

L'investimento nelle nuove tecnologie è decisivo per affrontare con successo le sfide energetiche ed ambientali. La figura 1 mostra la quantità di risorse finanziarie pubbliche trasferite per attività di R&S nelle rinnovabili nel periodo intercorrente il 1972 e il 2008 (Paesi UE aderenti all'IEA).

Dalla lettura del grafico il dato che affiora in modo evidente è un picco registrato in un periodo compreso tra il 1979 e il 1983 spiegabile con il forte interesse per le fonti rinnovabili dei paesi industrializzati, dovuto alla crisi energetica e allo shock petrolifero di quegli anni, ma ridimensionato immediatamente gli anni successivi. Dall'1986 in poi il trend di fondo si è mantenuto costante a parte un altro picco ma di modeste dimensioni tra gli anni 90-93 anch'esso dovuto ad un leggero rincaro del greggio. La bassa crescita d'investimenti in R&S tra il 90 e il 2000 verosimilmente è da attribuirsi al fatto che in quel periodo quasi tutti i Paesi Europei hanno gradualmente diminuito la spesa pubblica per riportare i bilanci in pareggio e rispettare, quindi, le condizioni imposte dall'Unione Europea. Nel 2000 si ha, però, un'inversione di tendenza. Infatti dal 2001 al 2008 si è registrata una vigorosa espansione della spesa pubblica in R&S pari in media all'11%.

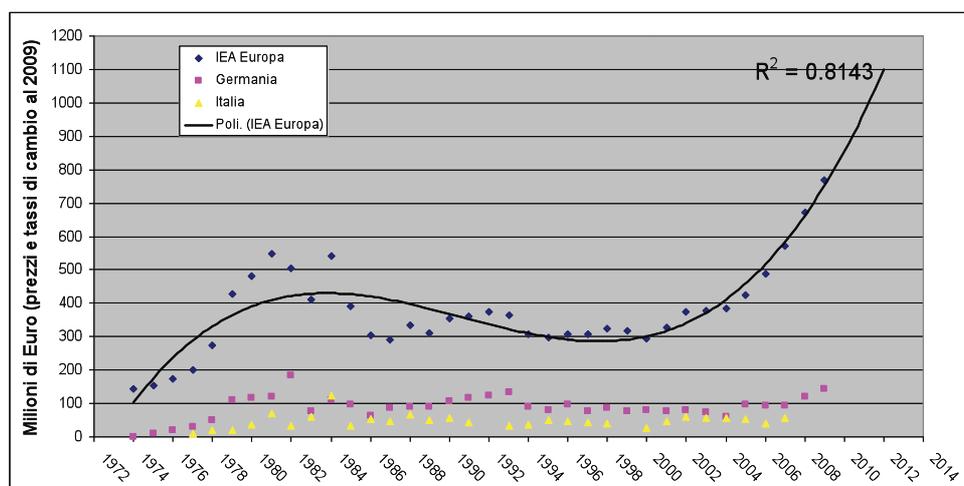


Fig. 1 Investimenti pubblici in R&S nel settore delle FER.

Fonte Dati: IEA - R&D Statistics

Il futuro, purtroppo, appare nuovamente incerto infatti i recenti provvedimenti varati dai governi europei, in particolare dall'Italia, in materia di riduzione della spesa pubblica di quasi tutte le attività di ricerca scientifica (Università e centri di ricerca ecc) produrranno nei prossimi anni effetti negativi sulle dinamiche virtuose dei processi innovativi nel settore delle tecnologie energetiche.

Al livello mondiale è interessante notare che dal 2002 al 2008 l'ammontare di risorse pubbliche per R&S destinate all'industria nucleare, al settore dell'efficienza energetica e dei combustibili fossili si è mantenuto costante negli anni. Gli incrementi più significativi si sono avuti nel settore delle fonti rinnovabili e nella sperimentazione dell'energia a idrogeno e delle celle a combustibile. Nel settore delle rinnovabili gli investimenti pubblici in R&S sono cresciuti passando da 1,08 miliardi di \$ del 2002 a 1,7 miliardi di \$ del 2008 e nel 2007 le risorse destinate alle rinnovabili hanno superato quelle trasferite alle fonti fossili (I- COM, Rapporto 2010). In Italia i progetti di ricerca e di sviluppo sono sostenuti con capitale pubblico per il 60% rispetto alla Germania dove invece è il capitale privato ad incentivare la ricerca infatti il pubblico interviene solo con il 25%. La spesa in Germania è aumentata radicalmente ad un tasso medio del 5,6% (I- COM, Rapporto 2010).

Gli investimenti in R&S in termini complessivi (pubblico+privato) al livello mondiale hanno raggiunto nel 2009 quota 24,6 miliardi di \$ con una crescita rispetto al 2008 del 2%. La recessione mondiale in qualche modo ha frenato il contributo del settore privato che è sceso da 17,7 miliardi di \$ del 2008 a 14,9 miliardi del 2009 (Bloomberg, New Energy Finance). Tuttavia questa diminuzione è stata compensata dalla crescita del settore pubblico passando dai 6,5 miliardi di \$ del 2008 ai 9,7 miliardi di \$ del 2009 (si veda fig. 2) (Bloomberg - New Energy Finance).

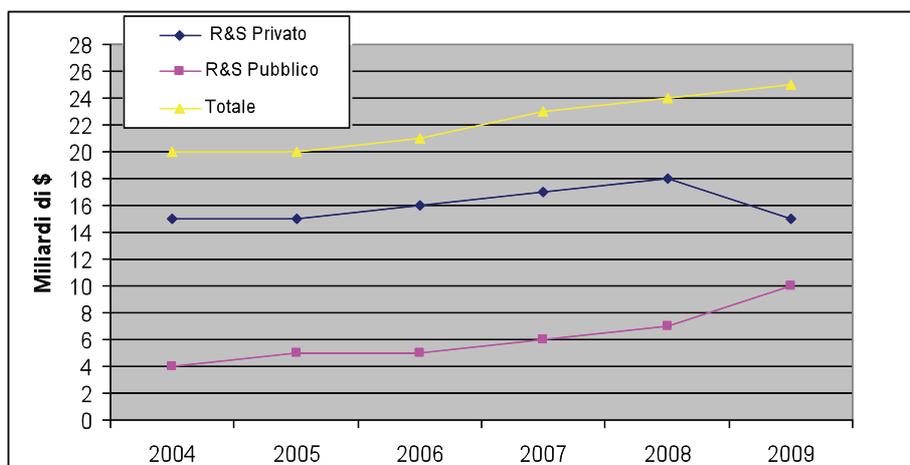


Fig. 2 Investimenti al livello mondiale in R&S (pubblico e privato) nel settore dell'energia sostenibile. Fonte dati: Bloomberg, New Energy Finance

L'aumento d'investimenti del settore pubblico nel 2009 plausibilmente è da attribuirsi all'accresciuto interesse sulle questioni legate al cambiamento climatico aspetto questo che coincide con vari incontri governativi preparatori alla Conferenza di Copenaghen del Dicembre 2009.

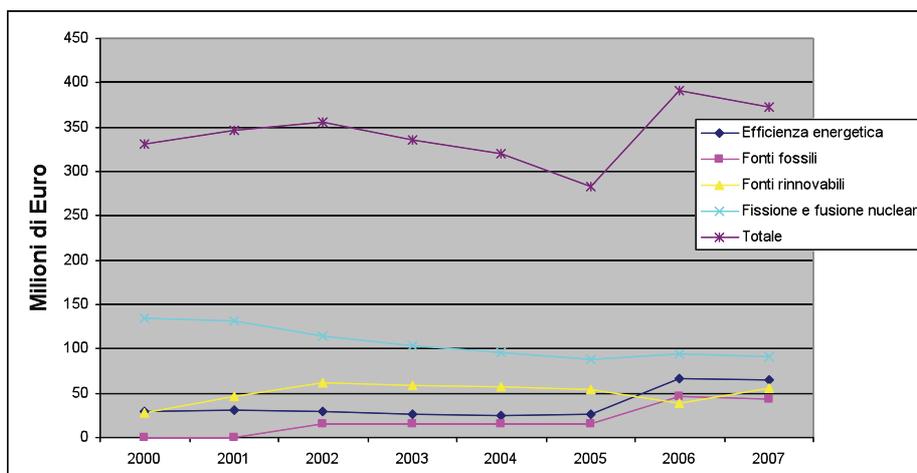


Fig. 3 Investimenti in R&S (solo pubblico) nel settore energetico in Italia.
Fonte dati: IEA - R&D Statistics

Per quanto riguarda l'Italia sulla base dei dati disponibili emerge che i finanziamenti pubblici in R&S nel settore energetico dopo aver subito una diminuzione negli anni 2002-2005 proprio a partire dal 2005 sono nuovamente aumentati. In particolare si registra una flessione nel settore nucleare una stabilizzazione delle fonti rinnovabili e fossili ed una crescita delle spese destinate al miglioramento dell'efficienza energetica (fig. 3).

Gli investimenti finanziari e di progetto al livello mondiale

Nel 2009 gli investimenti¹ al livello mondiale hanno raggiunto un ammontare pari a 162 miliardi di \$ superando per il secondo anno i nuovi investimenti nel settore dell'energia convenzionale (D'Orazio A.- Pontoni F., 2010). Nonostante la flessione rispetto al 2008 del 7% gli investimenti in energie sostenibili sono stati comunque più elevati rispetto al 2007 (157 miliardi di \$) considerato come l'anno di picco della crescita economica mondiale immediatamente precedente alla crisi globale. Complessivamente nel periodo considerato 2004-2009 risulta un tasso di crescita annuale composto pari al 29% (fig. 4).

Nel 2009 la quota maggiore d'investimenti destinata alla realizzazione di nuovi progetti riguarda gli impianti eolici (67,30 mld \$) seguita dagli impianti solari (24,3 mld di \$), dalle biomasse e il biogas per produzione di elettricità e calore (10,8 mld

¹ Questa voce comprende: nuovi investimenti di progetto (119 mld \$) + risorse destinate alla R&S (43 mld \$)

\$) e dal biofuel (6,9 mld \$) con un tasso di crescita annuale composto rispettivamente del 44%, 107%, 35% e 36% (fig. 5).

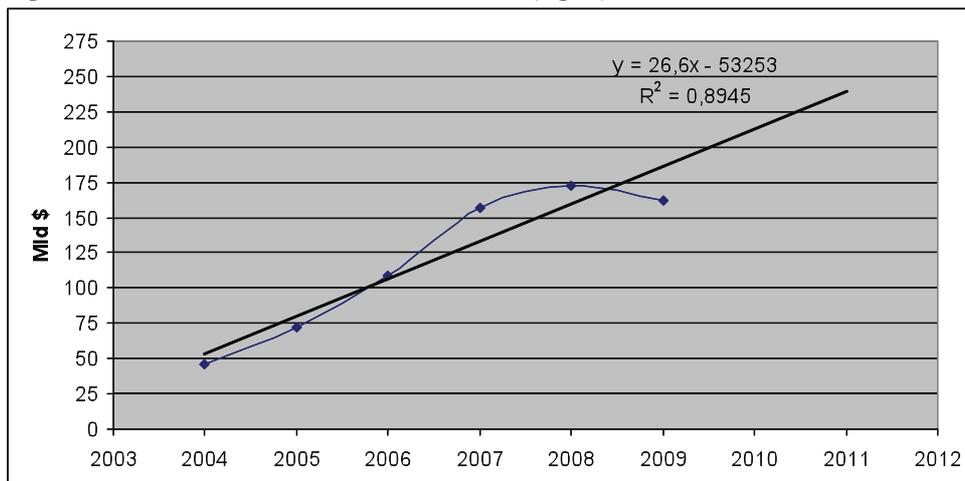


Fig. 4 Trend investimenti in tecnologie pulite (2004-2009).
Fonte dati: Bloomberg New Energy Finance

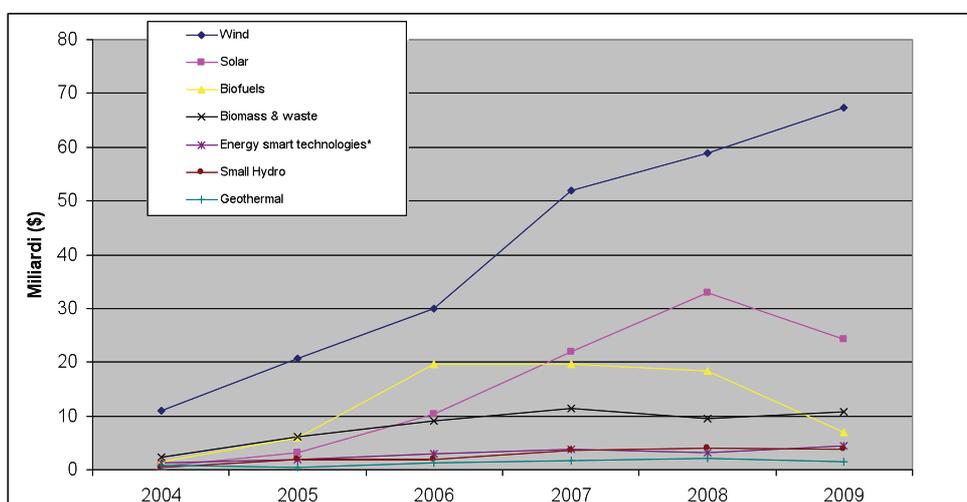


Fig. 5 Ripartizione degli investimenti nelle diverse fonti rinnovabili (2004-2009).
Fonte dati: Bloomberg, New Energy Finance

La battuta d'arresto degli investimenti in energia sostenibile è stata relativamente mite considerata la gravità della recessione economica mondiale e la crisi bancaria e del mercato azionario. Il modello trimestrale, sviluppato da Bloomberg New Energy Finance, che analizza i nuovi investimenti finanziari in energia pulita (considerati come investimento totale meno gli investimenti in R&S sia con fondi privati che pubblici e progetti su piccola scala) mostra che gli impieghi finanziari

nel Q1 2009 sono stati di 20 milioni di \$ rispetto a 29 miliardi di \$ nel Q4 del 2008 e 27 miliardi di \$ nello stesso quadrimestre dell'anno precedente. Tuttavia il Q2 e Q3 del 2009 indicano una crescente attività con investimenti fino a 34 miliardi di \$ (Bloomberg, New Energy Finance 2010) (fig. 6). La graduale ripresa degli investimenti e la parziale uscita dal periodo più buio della crisi finanziaria (autunno-inverno 2008-09) segnala un timido ritorno della fiducia degli investitori e finanziatori e fa sperare per un futuro più positivo.

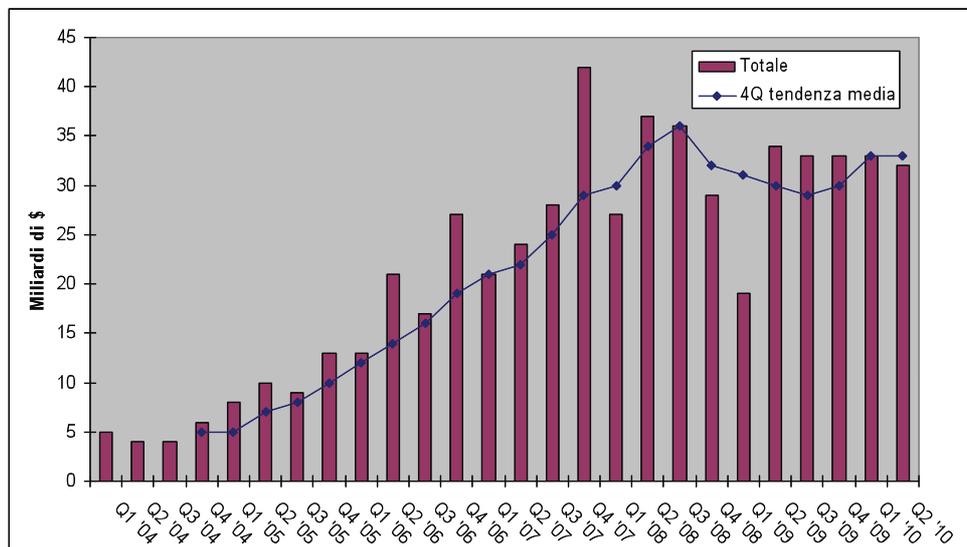


Fig. 6 Nuovi investimenti finanziari a livello mondiale nelle tecnologie energie rinnovabili (Quadrimestri 2004-2010). Fonte dati: Bloomberg New Energy Finance

Il segnale di crescita ha riguardato in particolare l'impiego di risorse rivolte alla progettazione e costruzione d'impianti che costituisce la porzione più consistente degli investimenti mondiali (circa 53% nel 2009). Il 27% dell'intero ammontare dei nuovi investimenti nel 2009 costituisce la quota delle transazioni finanziarie ed in particolare le acquisizioni di società con asset in impianti rinnovabili. Infine, le operazioni di risorse destinate alla R&S di nuove tecnologie e alla promozione di imprese emergenti e attive nella ricerca applicata e nell'innovazione di prodotto rappresentano la rimanente quota degli investimenti globali (D'Orazio A – Pontone F., 2010).

Negli ultimi anni si è, quindi, registrato un forte interesse del mercato dei capitali verso il settore delle tecnologie *low-carbon*. Per comprendere meglio la dinamica finanziaria del settore delle energie rinnovabili può venirci incontro il *Wilderhill New Energy Global Innovation* (NEX) un indice appositamente elaborato per misurare il livello di attrazione delle tecnologie energetiche sostenibili che nel solo 2007 è aumentato del 58%. All'inizio del 2003 la base di partenza dell'indice è stata fissata a 100 ed ha raggiunto nel novembre del 2007 quota 468. Dopo il fallimento della banca Lehman Brothers il NEX è precipitato a 178 a fine 2008 e a

132 nel marzo del 2009 al punto che circolava la voce negli ambienti finanziari su una possibile “bolla delle rinnovabili”. Ma è dal marzo 2009 che l’indice ha ripreso lentamente a crescere, segno di un certo ottimismo, e le imprese di energia sostenibile hanno ripreso l’attività di raccolta di capitale sulle principali borse mondiali

Private equity, Venture Capital e rinnovabili

Negli ultimi anni anche gli operatori di *Private Equity* e *Venture Capital* si sono avvicinati al settore delle rinnovabili perché si è affermata l’idea che investire in questo campo può risultare un business attraente per diversi motivi (Pietrogrande P., 2008).

Innanzitutto i modelli di business sono semplici, e prevedibili. Sono affidabili nel futuro perché le componenti di costo soggette a inflazioni hanno un peso marginale rispetto al costo industriale complessivo, vista la mancanza di combustibili, mentre risentono del valore dell’investimento iniziale, compiuto sotto il controllo dei finanziatori. Secondariamente vi è un continuo aumento della competitività e dell’affidabilità di molte tecnologie. Pertanto gli investitori istituzionali guardano con favore al settore e le banche e gli istituti di credito sono disposti a concedere leve finanziarie significative e su periodi estesi (Pietrogrande P., 2008). L’intervento del private equity prevede l’acquisizione di partecipazioni significative in imprese con l’obiettivo di incentivarne la crescita di valore. L’investitore istituzionale insieme ai mezzi finanziari offre esperienze professionali, competenze tecnico-manageriali e una rete di contatti con altri investitori e istituzioni finanziarie.

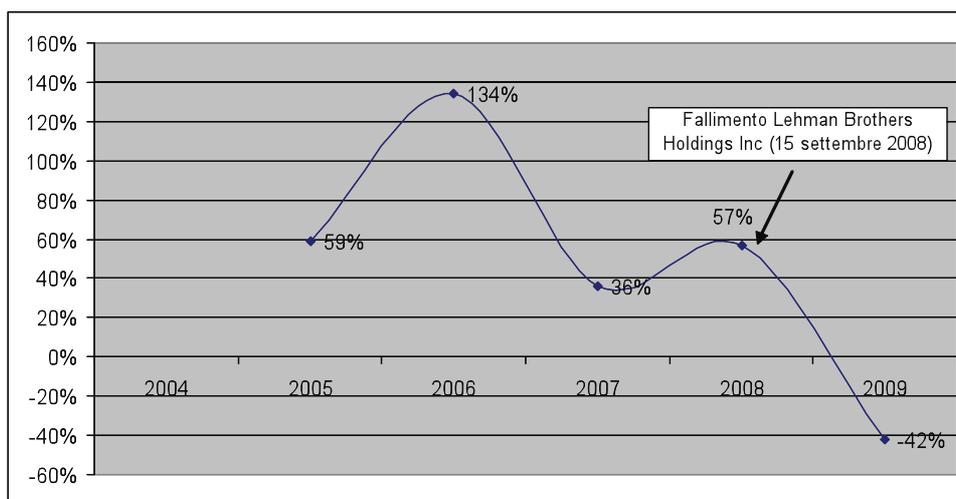


Fig. 7 Crescita in percentuale a livello mondiale degli investimenti in Venture Capital e Private Equity nel settore delle FER (2005-2009).

Fonte dati: Bloomberg New Energy Finance

Questi strumenti finanziari hanno avuto un significativo “appeal” tra gli investitori al punto da far registrare al livello mondiale tra il 2005 e il 2006 un incremento del 134%. La naturale bassa propensione al rischio, maturata durante il pieno della crisi finanziaria, e il fallimento delle banche d'affari del 2008 ha fatto precipitare il ricorso al Venture Capital di un -42% (vedi fig. 7).

Conclusioni

Appare quindi evidente che per favorire l'affermazione della low carbon economy un ruolo decisamente importante è affidato all'attività di ricerca e sviluppo (R&S) finalizzata alla realizzazione di nuovi prototipi industriali e al miglioramento delle prestazioni delle tecnologie già esistenti. Il settore delle tecnologie energetiche presenta un certo dinamismo che si riflette anche sui mercati finanziari. L'andamento dell'indice NEX mostra delle buone performance nell'ambito del mercato finanziario in generale ed una maggiore stabilità rispetto alle fonti fossili tradizionali. Questo testimonia che tra gli operatori finanziari il settore delle tecnologie rinnovabili ha acquisito una buona reputazione.

Bibliografia

Bloomberg, New Energy finance, Global Trends in Sustainable Energy Investment 2010;
D'Orazio A. – Pontoni F., “Investimenti all'estero in energie rinnovabili e ruolo delle politiche pubbliche”, working paper, settembre 2010, IEFE- Bocconi;
I COM - Istituto per la competitività, “Rapporto 2010 sull'innovazione energetica in Italia”;
International Energy Agency (IEA), R& Statistics, www.iea.org;
Pietrogrande P., “Il vero affare è rinnovabile”, Quale energia, Settembre-Ottobre, 2008;
Zanchettin P., “Competizione, innovazione tecnologica e crescita”, Quaderni Università di Siena- Dipartimento di Economia Politica, n. 327, 2001.

Summary

INNOVATION AND COMPETITIVENESS OF THE ENERGY TECHNOLOGY SECTOR

The innovation in the energy sector has a strategic role. The use of new technologies allows to diversify the energy supply and to improve the environmental quality. It is therefore clear that in order to encourage the low-carbon economy a very important role is assigned to research and development (R & D) for the construction of new industrial prototypes and to improve the performance of existing technologies. The aim of this paper is an analysis of the the relationship between market dynamics and the R & D in renewable energy sources

CONSIDERAZIONI TECNICO-ECONOMICHE SULLA PRODUZIONE DI BIOGAS CON DIFFERENTI MATRICI ORGANICHE

SALVATORE CHIRICOSTA, GIUSEPPE SAIJA, SERGIO SPARACIA

Dipartimento di Studi e ricerche Economico-aziendali ed Ambientali, Università degli Studi di Messina
Piazza S. Pugliatti 1, 98122, Messina
e-mail: salvatore.chiricosta@unime.it

Riassunto

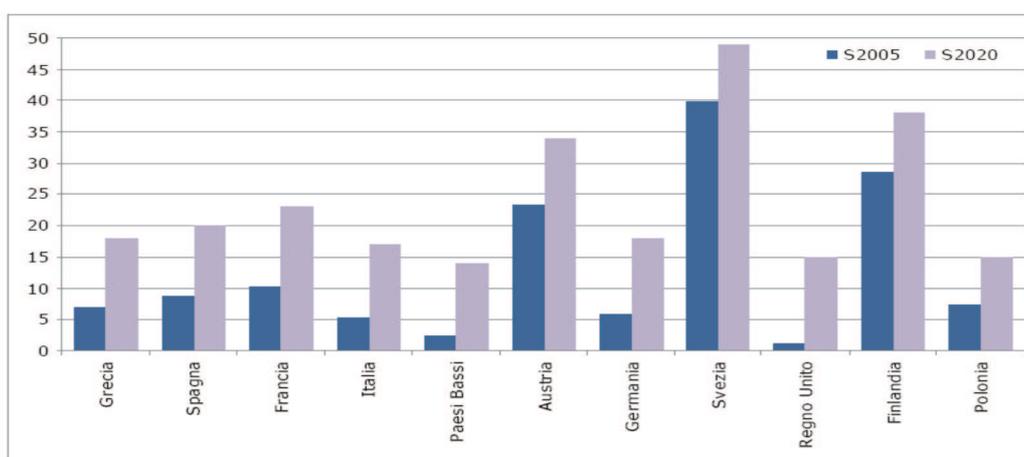
L'Italia, aderendo alla Direttiva Europea 2009/28/CE, è obbligata a rispettare un duplice impegno, entro il 2020, quello di abbattere i gas serra del 14%, rispetto al 2005, e quello di raggiungere una quota di energia rinnovabile del 17% del consumo finale lordo. Per quel che concerne le fonti di energia rinnovabili, la quota raggiunta dalla nostra Nazione, a fine 2009, ammontava all'11,2%. Tra le varie fonti rinnovabili, le biomasse hanno fatto registrare, negli ultimi anni, una ripresa considerevole tanto che, secondo autorevoli previsioni, pare che le potenzialità dell'agricoltura italiana siano ancora tali da poter concorrere ad apportare significativamente quell'ulteriore crescita per il raggiungimento dell'obiettivo finale.

Molto si può ottenere incentivando opportunamente la filiera del biogas, che presenta tutta una serie di innegabili vantaggi. In particolare, ponendo l'azienda zootecnica al centro di distretti agroenergetici che accolgano, nell'ambito della cosiddetta "filiera corta", anche scarti di lavorazione provenienti da comparti agroforestali, agroalimentari e dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani, si potrebbe aumentare la potenza dell'impianto realizzando una sensibile riduzione dei costi unitari.

Introduzione

Al fine di promuovere una crescita sostenibile, l'Unione Europea ha fissato, nell'ambito della strategia detta 20/20/20 e secondo quanto previsto dalla direttiva 2009/28/CE e dal Consiglio del 23/04/2009, gli obiettivi vincolanti per ciascuno degli Stati membri relativamente al ricorso alle fonti rinnovabili. (G.U.C.E. 2009)

Per l'Italia tale strategia si è tradotta in un duplice obiettivo vincolante per il 2020: la riduzione dei gas serra del 14%, rispetto al 2005, e il raggiungimento di una quota di energia rinnovabile pari al 17% del consumo finale lordo. Nel 2005, la quota di fonti di energia rinnovabili (f.e.r.) è risultata pari al 5,2% dei consumi energetici totali lordi nazionali (Abbate C., Ciarallo M. 2010). La situazione italiana, nel contesto degli obiettivi nazionali di alcuni fra i principali Paesi dell'U.E., è indicata in figura 1.



Fonte: Eurostat, Energy statistics

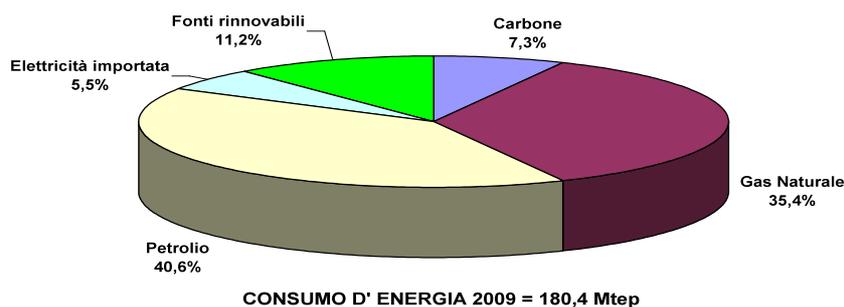
(a) S 2005 = Quota di energia da fonti rinnovabili al 2005 sul consumo finale di energia

S 2008 = Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia al 2020

Figura 1 – Obiettivi nazionali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020 per alcuni Paesi dell'Unione Europea

Per l'Italia il consumo interno lordo complessivo di energia nel 2009, è risultato pari a 180,4 Mtep, e, notoriamente, continua ad essere soddisfatto, in maniera predominante, dai combustibili fossili e, in

particolare, dai prodotti petroliferi, che hanno avuto un'incidenza del 40,6%, mentre quello relativo alle fonti rinnovabili ha raggiunto i 20,2 Mtep corrispondenti all'11,2% (fig. 2).

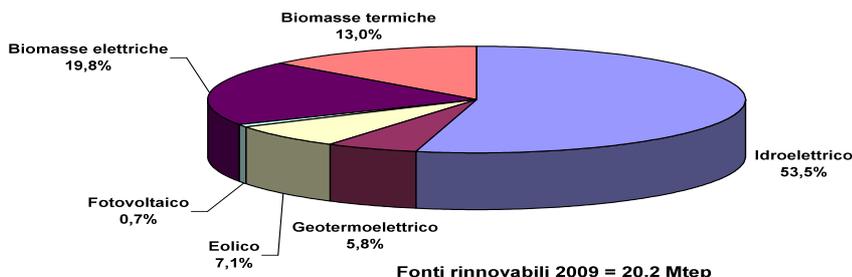


Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico – Dipartimento per l'energia 2009

Figura 2 – Bilancio energetico italiano in quote percentuali

Pertanto, dal 2005 al 2009 l'Italia è riuscita a fare un bel balzo in avanti incrementando la propria produzione di f.e.r. di più del doppio nel breve volgere di un quinquennio.

In particolare, la ripartizione per quote delle f.e.r. (fig. 3) evidenzia, accanto alla posizione, nettamente preponderante, della quota idroelettrica, pari al 53,5%, un forte incremento della quota di produzione di energia, sia termica che elettrica, derivante dalle biomasse pari, complessivamente, al 32,8%.



Fonte: Gestore Servizi Energetici 2010

Figura 3 – Bilancio f.e.r. 2009 in quote percentuali

Considerata realistica la riduzione dei consumi energetici dovuta, in parte, all'attuale crisi economica ma, in maniera preponderante, al miglioramento dell'efficienza nell'uso dell'energia ed agli interventi di risparmio energetico, si prevede un fabbisogno energetico, al 2020, più contenuto e corrispondente a circa 167 Mtep. Perciò, per centrare a quella data l'obiettivo previsto del 17%, la produzione delle fonti di energia rinnovabile dovrà raggiungere quota 28,4 Mtep con un incremento della produzione di ulteriori 8,2 Mtep. entro i prossimi nove anni.

L'impegno è abbastanza severo ma, secondo i dati di uno studio elaborato da Coldiretti e C.e.t.a., il contributo energetico potenziale aggiuntivo che l'agricoltura sarebbe in grado di fornire al 2020 potrebbe essere pari a 11,50 Mtep (Coldiretti 2010).

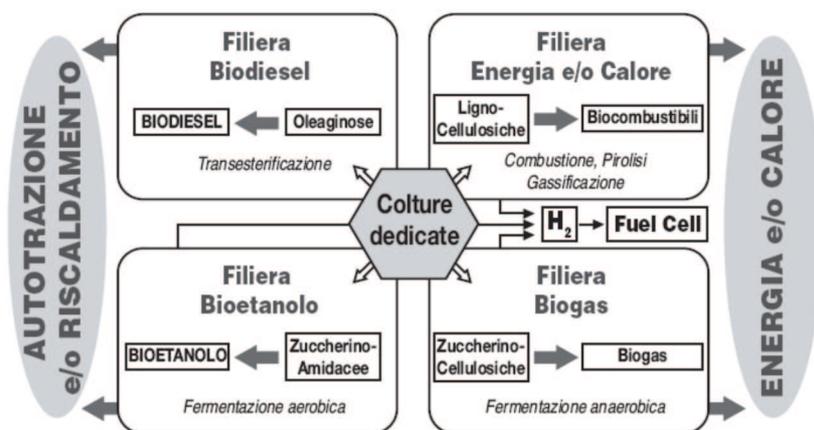
Le biomasse agricole e le filiere agro-energetiche

Le superfici agrarie potenziali interessate sono stimate pari a 10,7 milioni di *ha* delle foreste italiane per biomasse combustibili, 70.000 *ha* di colture dedicate, quasi 7 milioni di *ha* complessivi interessati da residui di attività agricole (cereali, semi oleosi, frutta, agrumi, olio e viti), 360.000 *ha* potenziali di colture dedicate alla produzione di biocarburanti (Masini S. 2010).

Il contributo che può essere fornito dal settore agricolo rafforza il concetto di "azienda agricola multifunzionale". Esso introduce altri ruoli per il settore primario, oltre a quelli strettamente connessi alla produzione agroalimentare, permettendo all'agricoltore di inserirsi in un nuovo mercato, quello delle agroenergie, attraverso la creazione di filiere finalizzate a soddisfare la domanda energetica (fig. 4).

Non tutte le tecnologie che sottendono alle suddette filiere hanno raggiunto lo stesso grado di maturità o possono essere impiegate senza problemi. Alcune possono considerarsi giunte ad un livello di sviluppo tale

da consentirne l'utilizzazione su scala industriale; altre, invece, necessitano di ulteriore sperimentazione al fine di aumentarne i rendimenti e di diminuirne i costi.



Fonte: Bonari E. et al. 2009

Fig. 4 – Le filiere agroenergetiche alimentate da colture dedicate

La produzione di biogas da differenti matrici organiche

Tra tutti i processi possibili, quello riguardante la digestione anaerobica, con la conseguente produzione di biogas, costituisce, sotto il profilo strategico, l'investimento che appare più interessante per le imprese zootecniche. Ciò in quanto, in questo caso, non si richiede, necessariamente, la coltivazione di una biomassa "ad hoc", che potrebbe, in ogni caso, entrare in competizione con le produzioni alimentari; inoltre questa, non presentando caratteristiche di discontinuità così come avviene, invece, per gli scarti delle lavorazioni delle conserve vegetali, è disponibile in modo continuo e pressoché costante tutto l'anno (tab. 1).

Lo smaltimento dei sottoprodotti di origine animale (SOA), siano essi fanghi che effluenti zootecnici, si propone, pertanto, come un mezzo, quanto mai utile e conveniente, per lo smaltimento di una materia prima senza costo: il refluo, che, comunque, va eliminato e che, certamente, costituisce un oneroso fardello per l'azienda che lo produce in quanto obbligata a dotarsi di adeguati impianti di depurazione per dimetterlo (Piccinini S. 2010).

Tabella 1 – Agro-industria e stagionalità

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
CONSERVE VEGETALI												
Lavorazioni singole												
Pomodoro												
Piselli, Fagioli, Fagiolini, Mais												
Mele e Pere												
Pesche e Albicocche												
Fanghi di depurazione	Stessa periodicità degli scarti di cui sopra											
CONSERVE ANIMALI												
Sottoprodotti di origine animale (SOA)												
FANGHI DI DEPURAZIONE												
EFFLUENTI ZOOTECNICI												

Fonte: CRPA 2010

Inoltre, la produzione del biogas presenta interessanti caratteristiche di versatilità, in quanto si presta a molteplici possibili utilizzazioni per scopi energetici. Infatti, dopo aver subito i trattamenti necessari, il biogas può essere utilizzato per la sola produzione di calore oppure per la cogenerazione di energia elettrica e termica o, ancora, per la trigenerazione di calore, elettricità e freddo. Si può, anche, purificare il biometano

prodotto ed utilizzarlo per autotrazione oppure per immetterlo nella rete nazionale di distribuzione del gas naturale.

Il biogas è una realtà che, lentamente e fra molteplici difficoltà, si sta affermando anche in Italia; infatti nel triennio 2005-2007, grazie ad un costante incremento, la produzione di energia elettrica col biogas ha raggiunto, nel 2007, i 1.832 kWh collocando il nostro Paese al 3° posto alle spalle della Germania e del Regno Unito (tab. 2).

Tabella 2 – Produzione di energia elettrica con il biogas (kWh) nel triennio 2005/2007

PAESI	Totale		
	2005	2006	2007(*)
Germania	4.708,0	7.446,0	9.520,0
Regno Unito	4.690,0	4.881,1	5.194,7
Italia	1.198,0	1.303,7	1.381,9
Spagna	620,2	666,3	687,1
Francia	483,0	522,7	637,7
Olanda	286,0	361,3	497,4
Austria	69,6	447,1	492,6
Danimarca	274,5	271,2	270,6
Polonia	175,1	160,1	160,1
Belgio	240,0	278,9	279,4
Grecia	179,0	107,9	175,3
Portogallo	34,7	32,6	65,4
Repubblica Ceca	160,8	175,8	222,9
Irlanda	106,0	122,0	118,8
Svezia	54,0	34,7	36,0
Altri UE 27	117,7	170,4	191,9
Totale UE	13.396,6	16.981,8	19.931,9

Fonte: *Stime EurObservER*

La produzione di biogas in Italia ha fatto registrare, dal 2008 in poi, un forte impulso grazie alle politiche di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed, infatti, oltre il 60% degli impianti sono stati realizzati a partire da quell'anno.

Secondo un recente aggiornamento condotto dal C.R.P.A. attraverso un censimento degli impianti a livello nazionale, alla data di marzo 2010, sono stati individuati 319 impianti di biogas, tra quelli in esercizio e quelli in costruzione, escludendo il biogas da discarica prodotto da rifiuti che, attualmente, rappresenta quasi il 4% dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (tab. 3).

Tabella 3 – Censimento impianti di biogas per settore di attività al marzo 2010

Tipologia del substrato	impianti operativi	impianti in costruzione	Totale impianti
Biomasse di origine agro-zootecnica	199	74	273
FORSU+fanghi di depurazione	14	0	14
Reflui dell'agroindustria	30	2	32
Totale	243	76	319

Fonte: *Censimento CRPA, Marzo 2010*

Di questi impianti il 33% circa utilizzano solo effluenti zootecnici; sono principalmente impiegati gli effluenti bovini (liquame/letame) ed i liquami suini; meno diffusa è l'utilizzazione della pollina che presenta alcune criticità come, ad esempio, un'elevata concentrazione di azoto, la presenza di molte impurità, ecc. Il 51% sfrutta effluenti zootecnici in miscela con colture energetiche e sottoprodotti agroindustriali (codigestione) e l'8% sottoprodotti agroindustriali e colture energetiche (Piccinini S. et al. 2011).

La maggior parte (78%) sono impianti di potenza inferiore al MW elettrico ed usufruiscono di un'incentivazione omnicomprensiva di 0,28 €/kWh per l'energia elettrica immessa in rete; mentre il restante 22% ha una potenza superiore e la forma di beneficio economico viene calcolata per ciascun impianto attraverso il riconoscimento dei certificati verdi (1 per ogni MW) in un numero pari all'energia prodotta nell'anno precedente moltiplicata per il coefficiente 1,8, a patto che le biomasse provengano da filiera corta.

L'area con maggior numero di impianti è la Lombardia (72), seguita da Trentino-Alto Adige (34), Emilia-Romagna (28), Veneto (23) e Piemonte (16). Dette regioni concentrano quasi il 90% degli impianti

esistenti, al momento, in tutto il territorio nazionale.

Nel Centro-Nord si prestano alla produzione di biogas le colture di insilato quali mais ceroso, sorgo, triticale, segale, ecc.

Nel Centro-Sud, invece, dove la disponibilità di acqua è più limitata si può far ricorso a cereali autunno-vernini (grano, orzo, triticale) oppure a colture a ciclo primaverile-estivo, con basse esigenze idriche (sorgo, girasole). La convenienza nel loro impiego deve essere valutata in funzione del costo di approvvigionamento, della possibilità di stoccaggio e della disponibilità di superfici per la distribuzione del digestato.

Anche alcune tipologie di scarti agro-industriali (siero di latte, bucce di pomodoro, polpa di patate, sanse, materiali fecali e vegetali provenienti da sfalci e potature di manutenzione di verde pubblico e privato, ecc.) possono essere considerati, ai sensi della Parte IV del D.Lgs n°152 del 3 Aprile 2006, “non rifiuti”, bensì “sottoprodotti”, semplificando, in tal modo, l’iter autorizzativo degli impianti.

La resa energetica dei vari substrati è strettamente legata alla quantità ed alla qualità della sostanza organica in essi contenuta, che condizionano la resa specifica di conversione in biogas e la percentuale in metano (tab. 4).

Tabella 4 – Stime della quantità di biogas producibili con la fermentazione anaerobica a partire da diversi materiali residuali organici

Tipo di materiale	Contenuto di s.s. (%)	Sost. Organica (% s.s.)	Resa di biogas m ³ /t sost. organica
Allevamenti			
liquame bovino	6-11	68-85	200-260
letame bovino	11-25	65-85	200-300
liquame suino	2,5-9,7	60-85	260-450
letame suino	20-25	75-90	450
liquame avicolo	10-29	75-77	200-400
letame avicolo	32,0-32,5	70-80	400
letame ovino	25-30	80	240-500
letame equino	28	75	200-400
Agricoltura			
insilato di mais	34	86	350-390
insilato d'erba	26-82	67-98	300-500
fieno	86-93	83-93	500
trifoglio	20	80	300-500
paglia	85-90	85-89	180-600
stocchi di mais	86	72	300-700
Agro-industria			
scarti distillaz. Mele	2,0-3,7	94-95	330
melasse	80	95	300
siero	4,3-6,5	80-92	330
scarti vegetali	5-20	76-90	350

Fonte: <http://incaspa.it/influenza-della-qualita-del-liquame-da-trattare-sulle-rese-in-biogas.html>

Il potenziale produttivo del biogas al 2020 è stimabile ad almeno 2-3 miliardi di m³ di gas metano equivalenti all’anno, pari al 3% del consumo di gas naturale in Italia.

I costi di investimento di un impianto di biogas dipendono da molteplici fattori fra cui i principali sono le caratteristiche dell’impianto (di tipo semplificato, completamente miscelato, coibentato e riscaldato, ecc.), le dimensioni dell’impianto in termini di potenza installata e gli stessi materiali avviati a digestione (solo liquami zootecnici oppure miscele di liquami e/o scarti agroindustriali, ecc.).

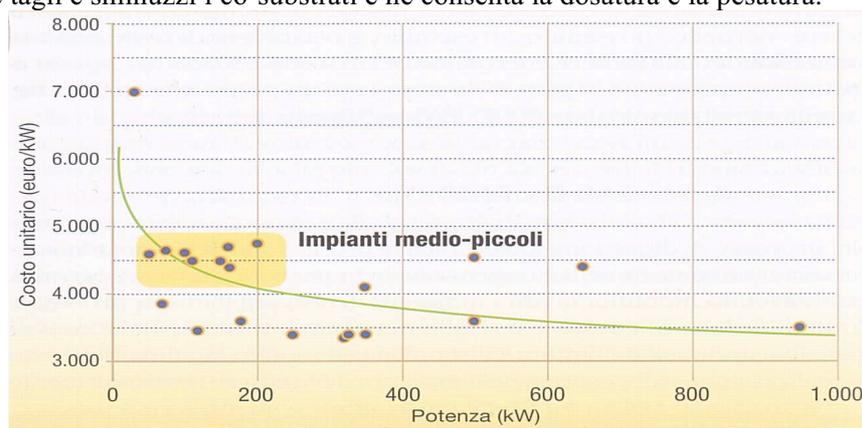
La stima dei costi di realizzazione e di gestione di un impianto deve essere attentamente valutata e non può prescindere da una ponderata considerazione delle molteplici variabili che possono incidere sul corretto funzionamento dell’intero processo.

Secondo dati recenti, relativi ad impianti più complessi e moderni, le varie tipologie impiantistiche richiedono costi di investimento compresi fra i 3.500 ed i 7.000 €/kWe in cogenerazione, in relazione soprattutto a due delle possibili variabili: la potenza dell’impianto stesso e la dieta degli animali.

I dati rilevati evidenziano una progressiva riduzione dei costi unitari di impianto all’aumentare della potenza installata (fig. 5).

Inoltre, per quanto concerne il tipo di dieta, l’incidenza dei costi sulla progettazione e sulla conseguente spesa iniziale è legata al fatto che all’aumentare della concentrazione dei solidi totali e della relativa sostanza organica è necessario disporre di una maggiore complessità delle strutture per agevolare la gestione della

matrice all'interno del digestore. Nel caso, poi, di codigestione di liquami zootecnici con colture energetiche e/o scarti organici agroindustriali, è, altresì, indispensabile la presenza in testa al digestore di un sistema di alimentazione che tagli e sminuzzi i co-substrati e ne consenta la dosatura e la pesatura.



Fonte: ARSIA, Blu Energy Control, Dip.Ingegneria Univ.Ferrara CRPA,IBBK- Internationales Biogas und Bioenergie Kompetenzzentrum

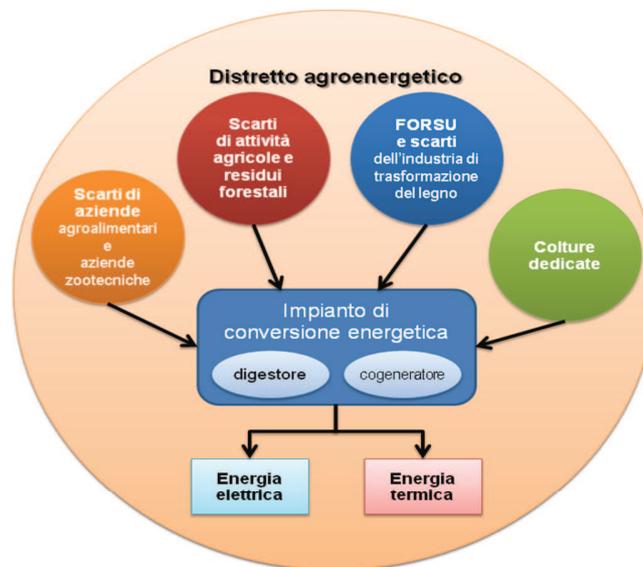
Figura 5 – Dinamica dei costi di impianto in relazione alla potenza installata

Per tutta questa serie di motivi le varie tipologie impiantistiche oggi disponibili sul mercato prevedono investimenti più o meno elevati. Tuttavia, per impianti medio-piccoli è plausibile un costo unitario generalmente compreso tra 4.000 e 5.000 €/kWe (Ragazzoni A. 2010).

Ai fini dello sviluppo della filiera agroenergetica risulta fondamentale la definizione del modello organizzativo. Affinché l'attivazione della filiera sia effettivamente vantaggiosa per il produttore agricolo e questi possa godere del valore aggiunto prodotto dalla sua attività, i modelli proponibili possono essere:

- la *filiera integrale* in cui agricoltori organizzati, soprattutto nelle forme associative, coltivano le materie prime, le trasformano in energia e vendono a terzi l'energia prodotta;
- la *filiera corta* o filiera aziendale, rivolta soprattutto all'autoproduzione ed all'autoconsumo dell'energia prodotta (Berton M. 2007).

Più recentemente è stato elaborato il concetto di *distretto agroenergetico*, in cui gruppi di aziende organizzate per la produzione di energia (filieri corte) si integrano con impianti industriali allo scopo di accrescere i vantaggi della produzione energetica attraverso la creazione di una rete di distribuzione di calore ed energia elettrica (fig. 6).



Fonte: nosta elaborazione

Figura 6 –Schema di distretto agro energetico per la produzione cogenerativa di energia termica ed elettrica

Conclusioni

La possibilità di un rilancio economico del Paese passa anche attraverso la promozione e l’incentivazione delle fonti di energia rinnovabili. Un ruolo fondamentale, in tal senso, può e deve essere svolto dalla valorizzazione del settore agricolo attraverso lo sviluppo delle comunità e delle imprese agricole locali e la realizzazione della cosiddetta “azienda agricola multifunzionale” che vede l’agricoltore inserirsi in un nuovo mercato, quello delle agroenergie, attraverso la creazione di filiere finalizzate a soddisfare la domanda energetica.

A tal proposito, il settore zootecnico può diventare l’elemento trainante per lo sviluppo, su ampia scala, della produzione di biogas. Ciò può assicurare notevoli vantaggi: economici, per la vendita di prodotti energetici in canali diversificati di mercati; energetici, per il miglioramento complessivo del bilancio energetico aziendale; ambientali, per la riduzione dei gas ad effetto serra e delle emissioni maleodoranti degli allevamenti.

Per coniugare, in maniera più efficace ed efficiente, la produzione energetica con le attività agricole bisogna puntare con decisione verso la realizzazione dei “Distretti Agroenergetici”, ossia verso un modello produttivo basato sulla generazione distribuita, nell’ottica di una decentralizzazione della produzione energetica che ne permetta la reale integrazione con le economie agricole locali e con i contesti territoriali.

Bibliografia

- Abbate C., Ciarallo M. (a cura di), “Il sistema energetico italiano e gli obiettivi ambientali al 2020”, Istat, Ambiente e Territorio, http://www.istat.it/salastampa/comunicati/non_calendario/20100706_00/testointegrale20100706.pdf (accesso 23/06/2011), 2010
- Berton M., “Le imprese agrienergetiche come modelli organizzativi delle filiere bioenergetiche”, conferenza nazionale innoref - info day energia intelligente europa, Torreano di Martignaccio (ud), 12/06/2007, http://www.regione.fvg.it/PROGCOM/allegati/beton_Innoref.pdf (accesso 23/06/2011), 2007
- Bonari E., Jodice R., Masini S., “L’impresa agro energetica: ruolo e prospettive nello scenario 2 volte 20 per il 2020”, Edizioni Tellus s.r.l., Roma, 2009
- Coldiretti, “Energie rinnovabili: no alle speculazioni, sì ad incentivi alle aziende agricole”, Il Punto Coldiretti, <http://www.ilpuncocoldiretti.it/attualita/Pagine/Energierinnovabilinoallespeculazioni,s%C3%AC.aspx> (accesso 23/06/2011), Roma, 2010
- Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea, “Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”, n. 140 del 05/06/2009, 16-62, 2009
- Gestore Servizi Energetici, “Impianti a fonti rinnovabili - Rapporto statistico 2009”, <http://www.gse.it/attivita/statistiche/Documents/STATISTICHE-2009-CD.pdf> (accesso 23/06/2011), Roma, 2010
- Masini S. http://www.amicidellaterra.it/adt/images/stories/File/downloads/pdf/Energia/Energie%20Rinnovabili/convegno%20non%20solo%20elettric/intervento_Masini.pdf (accesso 23/6/2011), 2010
- Ministero dello Sviluppo Economico – Dipartimento per l’energia, “Bilancio Energetico Nazionale”, http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/ben/ben_2009.pdf (accesso 23/06/2011), Roma, 2009

Piccinini S., "Dalle biomasse al biogas: biomasse da scarti e rifiuti", http://www.consorziobiogas.it/public/Piccinini_15-1-10.pdf (accesso 23/06/2011), Lodi 15/01/2010, 2010

Piccinini S., Soldano M., Fabbri C., "La produzione di biogas del settore agricolo in Italia", Agriregionieuropa, Anno 7, n°24, Marzo 2011

Ragazzoni A., "Biogas. Come ottenere nuovo reddito per l'agricoltura", L'informatore Agrario Ed., Verona, 2010

Summary

TECHNICAL-ECONOMIC CONSIDERATIONS ON THE BIOGAS PRODUCTION WITH DIFFERENT ORGANIC MATRIXES

In order to observe the European Directive 2009/28/EC, Italy must comply, by 2020, two commitments: the reduction of greenhouse gases by 14%, compared to 2005; the achievement of a 17 % renewable energy share of the gross final consumption. As regards the renewable energy sources, the share achieved by our Country, at the end of 2009, is equal to 11.2%. Among the various renewable sources, biomass has recorded in recent years, a considerable growth and, according to authoritative forecasts, it seems that the Italian agriculture potentiality will help to achieve the fixed goal. In this context, the biogas production supply chain can contribute in significant way thanks to appropriate incentives. In particular, it could increase the installed capacity of the plant getting a significant reduction in unit costs by placing the farm in the center of agri-energy districts that take even scraps from forestry and food sectors, and the MSW organic fraction, within a range of 70 km in the so-called "short-chain" systems.

IL PRIMO PARCO EOLICO ITALIANO IN ACQUE PROFONDE: ANALISI ECONOMICO-AMBIENTALE

FEDERICA DE LEO

Dipartimento di Scienze Aziendali, Giuridiche e Ambientali, Università del Salento

Via per Monteroni, 73100, Lecce

e-mail: federica.deleo@unisalento.it

Riassunto

Negli ultimi anni l'urgenza di affrontare la non sostenibilità sul piano ambientale del sistema energetico attuale e la minaccia incombente sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici ha fatto sempre più aumentare l'interesse verso le fonti di energia rinnovabile; tra queste l'energia eolica rappresenta la risorsa più emergente.

La necessità di evitare eccessive concentrazioni di aerogeneratori sulla terraferma e le frequenti opposizioni alla loro realizzazione sono state le ragioni che hanno indotto a puntare sulle centrali eoliche offshore, in particolare da parte di alcuni paesi del Nord Europa dove sono peraltro presenti ampie zone di mare con bassi fondali nei pressi delle coste, situazione che ne agevola la realizzazione.

I fondali italiani, invece, presentano profondità che raggiungono i 30-40 m a poche centinaia di metri dalla costa e, tale circostanza, impedisce lo sviluppo di impianti eolici off-shore sia per gli ingenti costi che per l'inevitabile impatto visivo/paesaggistico che mal si sposa con la vocazione turistica delle nostre coste. In questo lavoro si analizzerà l'analisi economico ambientale del progetto relativo al primo parco eolico in acque profonde la cui realizzazione è prevista nelle acque del canale di Otranto a 20 km a largo di Tricase (LE).

Introduzione

Durante l'ultimo decennio, l'urgenza di affrontare la non sostenibilità sul piano ambientale del sistema energetico attuale e la minaccia incombente sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici ha fatto sempre più aumentare l'interesse verso le fonti di energia rinnovabile. Questo anche in funzione dei target ambiziosi fissati dalla Dir. 2009/28/Ce che prevedono il raggiungimento a livello comunitario della quota del 20% di energia prodotta da fonte rinnovabile con l'obbligo per ogni Stato membro di adottare un proprio piano di azione nazionale (l'Italia entro il 2020 dovrà coprire il 17% dei consumi finali di energia mediante fonti rinnovabili).

Tuttavia, a tutt'oggi esistono una serie di elementi negativi che ostacolano la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, quali la loro discontinua disponibilità e la loro bassa densità di potenza per unità di superficie. A questi elementi si aggiungono anche le barriere economiche e di mercato caratterizzate soprattutto dal fatto che il mercato dell'energia, non considerando i costi esterni alla filiera di produzione di energia, quali i costi ambientali e sociali, rende non competitive economicamente le fonti di energia rinnovabili rispetto a quelle non rinnovabili. Tra tutte le fonti di energia rinnovabile, attualmente, quella che sta avendo, a livello mondiale, il maggiore incremento è quella derivante dallo sfruttamento del vento; infatti, la capacità di generazione di energia elettrica da fonte eolica a livello mondiale ha avuto una crescita di oltre il 32% nel 2009 (IEA Wind, 2010).

Questo ha fatto sì che l'energia eolica sia diventata un attore importante dell'economia del mondo energia, con un mercato nel 2008, per impianti a turbina, di circa 36,5 miliardi di euro; l'industria eolica ha creato anche molti nuovi posti di lavoro (oltre 400.000 persone sono impiegate in questo settore e tale numero dovrebbe essere di milioni nel prossimo futuro) (Global Wind Energy Council, 2009).

I fattori che hanno favorito questo rapido sviluppo risiedono nel miglioramento tecnologico (es. maggiore potenza nominale delle turbine eoliche) coadiuvato da politiche incentivanti da parte di numerosi governi. Tra le tecnologie emergenti nel settore grande importanza stanno assumendo le soluzioni offshore che, comparate con quelle su terraferma, garantiscono un minore impatto ambientale (oltre i 5 km dalla costa si riduce l'impatto acustico e visivo e si hanno meno interferenze con le rotte dei volatili) e permettono la massimizzazione della produzione di energia (in una stessa località la potenza utilizzabile del vento e, quindi, l'energia producibile è circa il 25% maggiore in mare che su terraferma, data la minor perdita di velocità

dovuta alla bassa rugosità delle superfici marine che il flusso attraversa ed allo scambio termico che rende ancora maggiore il movimento delle masse di aria in prossimità delle coste) (ARTI, 2008).

E' necessario sottolineare, tuttavia, che da un punto di vista economico vi è una netta differenza di costi rispetto alla tecnologia on-shore dovuta principalmente alle difficoltà tecniche di realizzazione delle opere in mare aperto; infatti, nelle applicazioni su terraferma il costo del generatore eolico copre circa il 75% del costo totale del progetto, mentre negli impianti offshore, a causa degli alti costi delle operazioni in mare, il costo del generatore incide solo per il 33% (Esteban M.D. et al., 2011).

Il primo parco eolico offshore, in Europa, risale al 1991; alla fine del 2008 la potenza installata era di 1500 MW (EWEA, 2008); entro il 2015, il tasso di crescita Europeo offshore è previsto essere compreso tra i 1700 ed i 3000 MW/anno (EWEA, 2007).

La produzione di energia elettrica da impianti eolici offshore è pratica ormai consolidata e diffusa nei paesi rivieraschi del mare del Nord (Germania, Olanda, Danimarca e Inghilterra), paesi favoriti dalle peculiarità di avere fondali marini molto bassi che consentono, a costi competitivi, l'adozione della soluzione dell'ancoraggio diretto della struttura della torre eolica ai fondali stessi (Bilgili M. et al., 2011) (WWEA, 2010).

Le applicazioni della tecnologia offshore, infatti, sono state sinora elaborate ed implementate per impianti basati su pali in acciaio trivellati nel fondale marino (*Monopiles*) oppure con fondamenti a gravità su fondali opportunamente preparati (*Gravity foundations*) o, ancora, su fondamenti parzialmente a trivellazione nel fondale e parzialmente sovrapposte (*Tripods*). Tali tecnologie risultano economicamente convenienti se impiegate in siti con profondità inferiori ai 30-40 m. Oltre tale limite, i costi di realizzazione delle fondazioni e delle manutenzioni dei pilastri risultano talmente elevati da rendere il costo dell'energia prodotta fuori mercato. Per questa ragione, ad oggi, contrariamente a quanto accaduto nelle Regioni del Nord Europa, i Paesi del Mediterraneo sono stati esclusi da un programma di sviluppo dei progetti offshore in quanto caratterizzati da fondali marini che, anche a ridotta distanza dalla costa, raggiungono diverse centinaia di metri di profondità oltreché con una vocazione fortemente turistica delle coste che mal si sposa con l'inevitabile impatto visivo/paesaggistico della tecnologia eolica.

Questo potrebbe essere superato grazie alle nuove tecnologie in fase di sviluppo che consentono l'uso di turbine eoliche in acque più profonde permettendo, quindi, anche di allocare le wind farm più lontano dalla costa. Da un'indagine condotta nel New Jersey illustrando a 4026 cittadini residenti e visitatori quattro diverse immagini con simulazioni di parchi eolici off-shore poste a diversa distanza dalla costa (3, 6, 12 e 20 miglia) è risultato che la percezione favorevole dei cittadini verso la tecnologia off-shore aumenta all'aumento della distanza tra l'impianto e la costa (Mills D., Rosen H., 2006).

Oltre che un minor impatto sulla comunità locale gli impianti off-shore in acque profonde hanno anche un minor impatto sulla popolazione ornitica marina che, in genere, non si nutre in mare aperto e, sugli uccelli migratori, che, con l'eccezione di uccelli che volano sopra il golfo del Messico, non migrano oltre oceano. Inoltre, queste turbine sono collocate su fondazioni galleggianti che hanno un minor impatto ambientale ed economico durante l'impianto (Snyder B., Kaiser M.J., 2009).

Descrizione del progetto

Il progetto in esame si svilupperà in applicazione di una nuova tecnologia protetta da brevetto, ponendosi l'obiettivo di ampliare le possibilità di produzione di energia elettrica da fonte eolica offshore sfruttando fondali profondi fino a 200m, superando così le crescenti difficoltà sia dell'eolico terrestre derivanti dalla limitata disponibilità di siti terrestri idonei, che dell'offshore "near coast".

La tecnologia che sarà utilizzata (Blue H SPD[®]) (<http://www.bluehgroup.com>) consiste nell'utilizzo di piattaforme galleggianti sommerse a spinta bloccata che permetteranno l'installazione delle turbine eoliche su fondali marini profondi fino a 200 m e ad una distanza dalla costa di circa 20 km, praticamente al limite delle acque territoriali. Questo dovrebbe annullare di fatto gli impatti visivi ed acustici e preservare interamente la vocazione turistica delle coste salentine in generale e, di Tricase in particolare (Fraccalvieri A., 2007).

La scelta finale del sito è avvenuta valutando le differenti alternative e rivolgendo particolare attenzione alla tutela ed alla salvaguardia delle specificità ambientali protette. Dalle mappe edite dall'Istituto Idrografico della Marina e dalle misurazioni effettuate in loco la profondità del fondale nella zona prescelta per l'installazione delle turbine varia da un minimo di 113 m ad un massimo di 120 m, mentre la distanza dalla costa delle unità di produzione varia da un minimo di 18,25 km ad un massimo di 22,5 km. Lo specchio d'acqua interessato avrà un'estensione pari a circa 10,5 km²; mentre l'area effettivamente impegnata dalle piattaforme e dai due cavi elettrici sottomarini, richiesta in concessione demaniale, è di 0,026 km². All'interno dell'area di sviluppo è prevista l'installazione di ventiquattro aerogeneratori disposti in 4 file da 6

unità ciascuna, disposte in maniera equidistante: sulla prima fila lato terra è previsto l'utilizzo di 2 aerogeneratori da 2,5 MW e 4 aerogeneratori da 3,5 MW, sulla fila lato mare è previsto l'utilizzo di un aerogeneratore da 3,5 MW e 5 aerogeneratori da 5 MW; le file interne saranno costituite da aerogeneratori da 3,5 MW. Ciascun aerogeneratore sarà installato sulla propria piattaforma sommersa a spinta bloccata e sarà dotato di trasformatore elevatore a 33 kV. Il parco, nel suo assetto finale, quindi, sarà costituito da 24 unità di produzione, con potenza nominale variabile da 2,5 MW a 5 MW, per una potenza nominale complessiva di 90 MW, installate su piattaforme galleggianti sommerse a spinta bloccata (Tornese L. et al, 2010). Tali basi galleggianti saranno utilizzate quale supporto dei generatori; esse, attraverso la spinta di Archimede saranno in grado di compensare tutte le forze che agiscono sul sistema: vento, moto ondoso e correnti marine¹. L'utilizzo di strutture galleggianti per lo sfruttamento dell'energia eolica nasce da diversi bisogni tra cui la necessità di evitare fondazioni fisse, migliorando così l'impatto ambientale dell'impianto e la possibilità, eventualmente, di spostare l'insieme aerogeneratore/piattaforma da un sito all'altro.

Le piattaforme galleggianti sono utilizzate da molto tempo in decine di impianti dall'industria petrolifera. La problematica di trasferire tale tecnologia al settore dell'energia eolica offshore è principalmente legata ad un fattore di costo. Infatti, l'industria petrolifera può effettuare degli investimenti ingenti in questo tipo di impianti perché il petrolio ha rendimenti elevati che permettono in tempi brevi di recuperare la spesa e rimanere competitivi sul mercato. Per questa motivazione, l'obiettivo da raggiungere nell'adattare le piattaforme galleggianti all'eolico è quello di progettare una tecnologia che consenta di rendere l'investimento utile e proficuo e, quindi, di ottenere un costo chilowatt-ora prodotto a prezzo di mercato (Consiglio Comunale Tricase, 2007).

L'innovatività di questo impianto permetterebbe lo sfruttamento sinergico sia della risorsa del vento che di quella del mare. La tecnologia in esame, infatti, consentirebbe non solo di produrre energia elettrica pulita per l'immissione nella rete, ma anche di trasformare la stessa in idrogeno per elettrolisi dell'acqua marina, permettendo così all'impianto di essere all'avanguardia per eventuali sviluppi futuri. Le piattaforme, infatti, sono predisposte per alloggiare nel corpo centrale un impianto per la produzione di idrogeno che può essere trasportato sulla terraferma utilizzando una condotta flessibile ad alta pressione.

In realtà, l'idea di produrre idrogeno attraverso l'energia elettrica derivante dal movimento delle pale eoliche non è nuova; infatti, essa risale al lontano 1891, quando l'inventore danese Poul La Cour costruì un motore eolico collegato con una dinamo con la quale pensò di immagazzinare l'energia ricavata dal vento sotto forma di idrogeno prodotto per elettrolisi (Nebbia G., 2010). L'applicazione di questo concetto su larga scala ha lo scopo di utilizzare l'eccesso di energia elettrica prodotta dall'impianto eolico che non può essere stoccata tal quale, per decomporre l'acqua, attraverso elettrolisi e stoccare tale energia sotto forma di idrogeno (Koroneos C., Katapodi E., 2011). L'ossigeno, prodotto secondario nel processo di elettrolisi delle acque marine per la produzione di idrogeno, consentirà di ossigenare le acque creando un habitat ideale per un'attività di maricoltura (allevamento di tonno) realizzabile con delle gabbie poste intorno alla struttura offerta dalla piattaforma (Istituto Ambiente Italia, 2008).

Il *Thunnus thynnus* (tonno rosso) rappresenta una specie migratoria ad altissimo valore commerciale che si riproduce soprattutto nel Mediterraneo e nel Golfo del Messico e può raggiungere anche i 650 kg di peso. E' richiestissimo dai giapponesi che lo usano per la preparazione di sushi e sashimi creando un giro d'affari di milioni di euro. Le flotte del Mediterraneo sono costantemente a caccia di esemplari molto grandi, creando un vero massacro, ora regolamentato in ambito comunitario, da un piano di gestione pluriennale dell'ICCAT (Commissione Internazionale per la Conservazione dei Tonnidi dell'Atlantico) che prevede totali ammissibili di cattura, zone di divieto e restrizioni in materia di taglia minima. L'attività di maricoltura associata alle piattaforme galleggianti avrebbe un risvolto sia ambientale, riducendo il rischio di scomparsa di una specie ittica prossima al collasso che economico, con la nascita di un nuovo mercato legato alla pesca del tonno rosso. Se, in aggiunta a ciò, l'area intorno al parco eolico diventasse area marina protetta, si potrebbero ottenere vantaggi sia per i pescatori ricreativi e commerciali in termini di tassi più alti di catture e, potenzialmente, maggiore resa complessiva che per chi gestisce l'impianto in termini di riduzione del rischio di danni alle infrastrutture dovuta all'attività di pesca (Fayrama A.H., de Risi A., 2007).

Analisi economico/ambientale del progetto

Il progetto in esame prevede la realizzazione del primo impianto eolico galleggiante al mondo, con una potenza complessiva prevista di 90 MW, installata per produrre energia dal vento a fronte di un investimento

¹ La forza del vento costituisce il 20%, mentre le forze marine, costituiscono l'80% ripartite in egual misura tra forze delle onde e forze delle correnti.

atteso di circa 250 milioni di euro. Le piattaforme saranno tenute in posizione tramite un appropriato numero di linee di ancoraggio agganciate ad un corpo morto di fondo. Nella realizzazione del parco saranno utilizzati aerogeneratori ad asse orizzontale, bipala, in applicazione della tecnologia sviluppata ad hoc per le piattaforme galleggianti.

La tecnologia adottata per l'impianto prevede l'utilizzo di contrappesi poggiati sul fondale eliminando così le operazioni di scavo, di trivellazione o uso di martelli pneumatici necessarie per l'installazione degli impianti offshore con fondazione a palo²; le scelte tecniche adottate non prevedono attività di costruzione in mare e conseguente occupazione delle aree, poiché le unità produttive saranno interamente costruite e pre-assemblate in cantiere navale e successivamente rimorchiate in situ; l'opera sarà completamente removibile a fine ciclo produttivo ed il contrappeso, nella eventualità che sia abbandonato sul fondale, bene si presta a fungere da scogliera artificiale utile ai fini dell'incremento della biodiversità dei substrati vagili (Fraccalvieri A., 2010).

L'impianto, stando alle previsioni di Sky Saver, dovrebbe iniziare a produrre energia con la prima pala eolica installata nel 2012. A seguire, il secondo anno dovrebbero risultare operative 4 pale eoliche, 12 il terzo anno, 19 il quarto anno e 24 il quinto anno.

Analizzando in dettaglio i costi di investimento (Tab.1), la maggiore incidenza dei costi sul totale è data dalle piattaforme; relativamente basso, invece, risulta il costo di installazione sul luogo, a differenza dell'eolico offshore tradizionale. Questo è dovuto al fatto che tutto l'assemblaggio sarà fatto in cantiere e le operazioni di installazione risultano semplici consistendo unicamente nel trasporto via mare della piattaforma già montata e nel posizionamento dei contrappesi sul fondo nonché nelle opere di collegamento alla rete elettrica.

Tab.1: Analisi dei costi del progetto

Costi investimento	
Piattaforme TLP (Tension Leg Platform)	150.600.000 €
Turbine eoliche	57.600.000 €
Infrastrutture cavi e allacciamento rete	15.350.000 €
Shipping & logistica trasporto - installazione	10.800.000 €
Assemblaggi e collaudi	6.200.000 €
Progettazione	4.800.000 €
Sistemi di monitoraggio	4.600.000 €
Totale Costo Investimento	249.950.000 €
Costi operativi	
Canoni demaniali & fees	6.000 €/anno/generatore
Assicurazioni	10.000 €/anno/generatore
Decommissioning (ripristino dei luoghi a chiusura ciclo produttivo)	15.000 €/anno/generatore
Operation & maintenance	180.000 €/anno/generatore
Totale costi operativi	211.000 €/anno/generatore
Finanziamenti	
Share capitale esterno - Finanziamento	70%
Tasso di interesse finanziamento esterno	7,0%
Periodo rimborso	15,0 anni

Fonte: Modificata da Tornese L., 2010

Considerando i costi di gestione, invece, si evince che essi incideranno poco sul totale dell'investimento effettuato, fondamentalmente perché le uniche spese di funzionamento riguardano i canoni demaniali (2,8%), i premi assicurativi (4,7%), le operazioni per il ripristino dei luoghi alla fine del ciclo produttivo (7%) e per la manutenzione ordinaria e straordinaria (85%). In questa fase operativa quello che incide maggiormente è

² Questo aspetto costituisce un vantaggio anche da un punto di vista economico rispetto all'offshore tradizionale; infatti, come già detto, la generazione offshore per MW installato è sicuramente più gravosa di quella su terraferma; ciò è dovuto principalmente alle difficoltà tecniche di realizzazione di opere in mare aperto, al maggiore onere in termini di tempo impiegato per la movimentazione delle parti e di mezzi impiegati ed alle difficoltà legate alle condizioni meteorologiche.

rappresentato dal costo degli interessi pagati sul finanziamento esterno pari al 70% del capitale investito da rimborsare in 15 anni con piano di ammortamento a rata costante (Tornese L., 2010).

Valutando, invece, i ricavi stimati dalla generazione di energia elettrica del parco eolico in oggetto, questi sono stati calcolati sommando i due distinti meccanismi applicabili ai sistemi di produzione di energia elettrica da impianti eolici offshore: cessione alla rete dei kWh prodotti ed incentivi derivanti dalla vendita dei certificati verdi (CV). Su una produzione netta di energia calcolata sulla base della producibilità netta media/annua di 218.638.000 kWh/anno (considerando anche perdite pari al 10% all'anno) dall'analisi economica dei flussi di cassa effettuata da Skysaver la stima dei ricavi totali sarebbe pari a circa € 800.000.000 in 21 anni (Tornese L., 2010).

Ai ricavi economici dovrebbero poi sommarsi i benefici sociali ed ambientali derivanti sia dalla non necessaria importazione di fonti fossili che dagli impatti ambientali evitati attraverso la riduzione di emissioni di CO₂, SO₂ ed NO_x³. Possiamo quindi affermare che uno dei principali vantaggi ambientali associati al parco eolico risiede nella riduzione di emissioni di gas serra e delle principali sostanze inquinanti gassose emesse dagli impianti di produzione di energia elettrica da combustibile fossile. Questo, tuttavia, è un concetto già insito nella tecnologia eolica.

I vantaggi ambientali connessi esclusivamente alla tecnologia eolica in acque profonde possono, invece, essere schematicamente illustrati nel modo seguente:

- un minore impatto visivo essendo il parco a 20 km dalla costa e quindi al di fuori della visibilità;
- la distanza di installazione rispetto alla costa rende anche l'impatto acustico irrilevante per la popolazione locale, mentre sugli animali occasionali di passaggio il disturbo acustico potrebbe in qualche modo interferire sul comportamento; sebbene studi mirati a verificare le diverse tipologie di risposte dei mammiferi marini ai rumori artificiali hanno indicato che per la maggior parte di essi c'è stato una sorta di adeguamento alle frequenze indotte o, in alternativa, l'allontanamento dall'area (Richardson et al., 1995);
- l'utilizzo di piattaforme galleggianti con l'impiego di corpi morti alloggiati sul fondo fa sì che non ci siano attività di scavo e trivellazione presso il sito di installazione degli aerogeneratori e di conseguenza non ci sono impatti negativi sui fondali marini; discorso a parte invece per il posizionamento dei cavidotti sottomarini.

Operazioni di scavo, infatti, sono necessarie per il posizionamento dei cavidotti che saranno interrati alla profondità di 1m, per una lunghezza del percorso di circa 20,5 km. Nei tratti di fondale con aspetti di criticità ambientale, dovuti essenzialmente alla presenza di coralligeno (localizzati prevalentemente in prossimità della costa) la posa dei cavi sarà effettuata aggirando le formazioni protette. L'approdo a riva dei cavi sottomarini, per motivi di tutela ambientale dei fondali e della costa, sarà realizzato mediante la tecnica di Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), tecnica di trivellazione a "cielo chiuso" con controllo attivo della traiettoria.

Relativamente all'impatto sull'avifauna, secondo l'analisi ambientale effettuata la probabilità di impatto può essere sintetizzata in questi termini:

- sulla fauna stanziale *nulla* poiché si tratta di specie diffuse in tutta la provincia, che hanno dimostrato di adattarsi facilmente ad ambienti semi antropizzati, residenti principalmente nell'entroterra o lungo la fascia costiera onshore;
- sui rapaci con particolare riferimento a quelli migratori, *nulla*, poiché le rotte di migrazione di tali specie non interessano l'area di installazione degli aerogeneratori;
- uccelli acquatici migratori, *bassa*, poiché queste specie prediligono altri ambienti con caratteristiche diverse da quelle delle aree di intervento;
- su tutti gli altri migratori *bassa* poiché non sono state riscontrate particolari concentrazioni in prossimità dell'area di intervento.

Il rischio di collisione tra uccelli ed aerogeneratori dipende da diversi fattori, tra cui il numero di turbine eoliche, la distanza tra le turbine, l'altezza della turbina, il design della torre e l'illuminazione (Kerlinger P., 2001). In questo contesto, la tecnologia utilizzata con aerogeneratori bipala ad una distanza l'uno dall'altro di 700 m ed allineati 1 ogni 1000 m minimizzerà la probabilità di impatto sulle specie di uccelli residenti o in transito. Inoltre sarebbe necessario considerare eventuali evoluzioni comportamentali delle popolazioni; studi già effettuati sul comportamento degli uccelli attraverso osservazioni radar presso le due più grandi centrali offshore attive (Horns Rev e Nysted in Danimarca) hanno rilevato un allontanamento generale degli uccelli intorno alla zona delle wind farms arrivando alla conclusione che ad evitare il parco eolico è stata una

³ Comparando le emissioni con un impianto di produzione di energia elettrica da combustibili fossili, considerando la potenza installata complessiva di 90 MW ed una vita dell'impianto di 25 anni è stato calcolato che si potrebbero evitare le emissioni di 148 milioni di kg di CO₂ ogni anno e 6.625 t di SO₂ e 3.312 t di NO_x in 25 anni (rispetto ad una centrale termoelettrica a carbone) e 5.168 tonnellate di SO₂ e 2.581 t di NO_x in 25 anni (rispetto ad una centrale termoelettrica ad olio combustibile).

risposta comportamentale frequente mostrata dalla maggior parte delle specie di uccelli (Petersen I.K. et al., 2006).

Conclusioni

Il settore dell'eolico ha finalmente assunto una rilevanza visibile in campo nazionale superando i 3.736 MW di potenza installata nel 2009. Le potenzialità di sviluppo in questo settore, data la conformazione del nostro Paese, risiedono nell'installazione di centrali eoliche offshore. Queste sono in una fase di rapido sviluppo, in particolare nel Nord Europa, e le previsioni della EWEA indicano, per il periodo 2025÷2030, che in Europa dovrebbero essere installate, in ambiente offshore, potenze annue dell'ordine di 10.000 MW.

L'applicazione di questa tecnologia nei Paesi rivieraschi del mare del Nord (Germania, Olanda, Danimarca ed Inghilterra) è dovuta essenzialmente alla peculiarità di detto mare di avere fondali molto bassi, che consentono, a costi competitivi, l'adozione della soluzione dell'ancoraggio diretto ai fondali della struttura della torre eolica. I mari che circondano la penisola italiana, invece, presentano mediamente fondali che raggiungono profondità superiori ai 30-40 m a poche centinaia di metri dalla costa; tale circostanza, impedisce lo sviluppo di impianti eolici off-shore sia per gli ingenti costi che per l'inevitabile impatto visivo/paesaggistico che mal si sposa con la vocazione turistica delle nostre coste.

Lo scopo del progetto del parco eolico oggetto di trattazione è quello di consentire lo sviluppo dell'off-shore a costi di investimento remunerativi in mari con fondali da 40 sino a 200 m di profondità (Tricase, LE).

La tecnologia brevettata "Blue H SPD" consiste essenzialmente in una piattaforma galleggiante sommersa a spinta bloccata in acciaio, tenuta in posizione da apposito sistema di ancoraggio sul fondale marino mediante catene e corpo morto di fondo. Il progetto in esame costituisce un cambiamento tecnologico, sia per le peculiarità tecnologiche che lo caratterizzano, sia per l'ambiente in cui lo stesso si colloca. Dall'analisi effettuata si evince che rispetto alla tecnologia on shore o near shore esso presenta i seguenti vantaggi ambientali:

- garantisce un minore impatto visivo, praticamente nullo essendo il parco eolico al di fuori della visibilità;
- rende l'impatto acustico irrilevante, in riferimento alla distanza di installazione;
- non interessa con attività di scavo e trivellazione il sito di installazione degli aerogeneratori; la realizzazione, infatti, non prevede l'installazione dei pilastri di sostegno ancorati al fondale ma contempla l'impiego di corpi morti a gravità sui fondali;
- limita l'intralcio sulle rotte degli uccelli migratori che si riduce superate le 10 miglia dalla costa;
- garantisce una migliore producibilità energetica grazie alla disponibilità di una migliore risorsa eolica: il vento risulta poco disturbato, costante e con velocità più elevata che non a terra o in prossimità della costa;
- ottimizza l'utilizzo della fonte rinnovabile disponibile con l'utilizzo di aerogeneratori di potenza installata maggiore, non utilizzabili in ambito on shore.

Dal punto di vista finanziario, la tecnologia proposta comporta un esborso in termini di risorse materiali superiore allo scenario consueto. Tale costo è controbilanciato oltre che dai benefici ambientali anche dall'incentivazione statale a favore della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica. Le modifiche al sistema dei Certificati Verdi introdotte con il D.lgs. 28/2011 in attuazione della Direttiva 2009/28/CE che, di fatto, viene abolito e sostituito da un sistema di aste per gli impianti sopra i 5 MW⁴ sicuramente porterà ad una revisione della fattibilità economica del progetto.

La mancata realizzazione dell'impianto, tuttavia, si tradurrebbe in una mancata opportunità sia a livello nazionale che locale.

A livello nazionale, infatti, la realizzazione dell'impianto aiuterebbe l'Italia a raggiungere l'obiettivo fissato dall'Unione Europea di raggiungimento del 17% di produzione di energia da fonte rinnovabile. Secondo il rapporto Ewea (www.ewea.org), l'associazione europea di energia eolica che ha esaminato i Piani di azione nazionali presentati dai 27 Stati membri, l'Italia nel 2020 si troverà dello 0,9% al di sotto del target richiesto dall'Europa.

A livello locale, invece, l'area territoriale interessata potrà beneficiare dell'indotto derivante dalla realizzazione, gestione e manutenzione dell'impianto, che porterà ad una crescita delle occupazioni ed alla costituzione di un nuovo strumento di crescita socio-economica. Inoltre, se come previsto, venisse avviata

⁴ Il decreto legislativo 28/2011 prevede per impianti di potenza superiore a 5 MW, entrati in funzione dal 2013, un incentivo stabilito in base ad un'asta al ribasso, promossa dal GSE, in cui vengono messi all'asta lotti di potenza da installare differenziati per fonte. Ad esempio verranno messi all'asta 1000 MW di eolico e 500 MW di fotovoltaico, le ditte presenteranno le proprie proposte e vinceranno l'asta quelle che richiederanno un incentivo minore, cioè i progetti che avranno un costo per kWh minore. Non è prevista nel decreto una valutazione in base a criteri di sostenibilità ambientale.

l'attività di maricoltura associata all'impianto, sarebbe ulteriormente incrementata la ricaduta occupazionale sul territorio.

La scelta di un impianto di generazione eolica offshore in acque profonde sembra quindi essere un giusto compromesso tra massimizzazione della producibilità ed equilibrio con le esigenze della riduzione di impatto ambientale tenendo conto che, tuttavia, non esiste alcuna forma di produzione di energia elettrica pulita. L'unica forma di energia pulita è quella risparmiata.

Bibliografia

- ARTI, "L'innovazione nelle energie rinnovabili: possibili progetti prioritari per la Puglia", Arti Puglia, Ottobre 2008.
- Bilgili M., Yasar A., Simsek E., "Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 905–915, 2011.
- Consiglio comunale Tricase, "Illustrazione della proposta di progetto della Sky/saver per la realizzazione di una centrale eolica off shore, la produzione di energia rinnovabile con allevamento ittico d'altura", *Delibera consiliare del Comune di Tricase n.11 del 9.2.2007*.
- Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28, Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. *Gazzetta Ufficiale n. 71 del 28 marzo 2011 - Suppl. Ordinario n.81*.
- Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, G.U.C.E del 05/06/2009, L140, 16-62.
- Esteban M.D., Diez J.J., López J.S., Negro V., "Why offshore wind energy?", *Renewable Energy* 36, 444-450, 2011.
- EWEA, "Pure power. Wind energy scenarios up to 2030, www.ewea.org, 2008.
- EWEA, "Delivering offshore wind power in Europe", www.ewea.org, 2007.
- Fayrama A.H., de Risi A., "The potential compatibility of offshore wind power and fisheries: An example using bluefin tuna in the Adriatic Sea", *Ocean & Coastal Management*, 50, 597–605, 2007.
- Fraccalvieri A., "Impianto eolico offshore da 90 MW su piattaforme galleggianti sommerse a spinta bloccata per produzione di energia elettrica", *Relazione descrittiva del progetto, Skysaver*, 08/03/2010.
- Fraccalvieri A., "Progetto Tricase un parco eolico marino in acque profonde", *presentazione aula consigliere del comune di Tricase*, 9.02.2007.
- Global Wind Energy Council (GWEC), "Global wind report 2008", <http://www.gwec.net>, 2009.
- IEA Wind, "IEA Wind Energy 2009 Annual Report", www.ieawind.org, luglio 2010.
- Istituto Ambiente Italia, "Ambiente Italia 2008. Scenario 2020: Le politiche energetiche dell'Italia, Eolico galleggiante per acque profonde (Italia, Tricase)", Edizioni Ambiente, Milano, 2008.
- Kerlinger, P., "Avian Issues and Potential Impacts Associated with Wind Power Development in the Nearshore Waters of Long Island, New York.", AWS Scientific, October 2001.
- Koroneos C., Katopodi E., "Maximization of wind energy penetration with the use of H2 production — An exergy approach", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 648–656, 2011.
- Mills D., Rosen H., "New Jersey shore opinion study about off shore wind turbines", Great Neck, NY, 2006.
- Nebbia G., "Energia dal vento: un po di storia", *Energie Oggi*, 06, 18-21, aprile 2010.
- Petersen I.K., Christensen T.K., Kahlert J., Desholm M., Fox A.D., "Final results of bird studies at the offshore wind farms at Nysted and Horns Rev, Denmark", National Environmental Research Institute, Ministry of the Environment (DK), 2006.
- Richardson W.J., Green C.R., Malme C.I., Thomson D.H., "Marine mammals and noise", Academic Press, San Diego, 1995.
- Snyder B., Kaiser M.J., "Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind Energy", *Renewable Energy*, 34, 1567–1578, 2009.
- Tornese L., Milanese M., Scordella G., "Studio di impatto ambientale. Impianto eolico offshore in acque profonde acque territoriali, Comune di Tricase (Le)", *Skysaver*, 2010.
- Tornese, L., *Analisi costi/benefici ambientali*, Skysaver, gennaio 2010.
- WWEA, *World Wind Energy Report 2009*, <http://www.wwindea.org>, 2010.

Summary

THE FIRST ITALIAN WIND FARM IN DEEP WATER: ENVIRONMENTAL AND ECONOMIC ANALYSIS

In the last few years the call for addressing the environmental sustainability of energy production systems and the uncertainty of the energy supply, has done to increase interest in renewable energy sources; between these, wind power represents the fastest growing resource.

The need to avoid excessive concentrations of wind turbines on land and the frequent oppositions to their achievement were the reasons which increased attention towards offshore wind farms, particularly in Northern Europe where are also present large areas of sea with shallow water near the coast.

The Italian situation, however, is different; we have a depth of up to 30-40 m at few hundred meters from the coast, and that fact prevents the development of offshore wind farms because of huge costs and of the visual impact that clashes with the tourist vocation of our coasts. In this work it will be analyzed the

environmental/economic analysis of the plan of the first deep water wind farm that should be made in the waters of the Strait of Otranto, 20 km off the coast of Tricase (LE).

TERRE RARE E SVILUPPO DELL'EOLICO

ALFREDO ERNESTO DI NOIA, GIUSEPPE MARTINO NICOLETTI
 Dipartimento SEAGMEG, Università degli Studi di Foggia
 Via R. Caggese 1, 71100, Foggia
 e-mail: a.dinoia@unifg.it

Riassunto

Sviluppare la green economy significa innanzitutto fare affidamento sulle fonti di energia rinnovabile. Tra queste l'eolico è quella che ha avuto in questi anni, ed ancor più avrà in futuro, un notevole sviluppo, anche grazie alle continue innovazioni tecnologiche che consentono la progressiva importante riduzione dei costi di produzione del kWh. Una delle recenti più importanti innovazioni è stata l'introduzione dei magneti permanenti. Attualmente, la loro produzione si basa sull'impiego di alcuni metalli del gruppo delle terre rare (TR). I magneti permanenti sono usati anche nei veicoli elettrici, per cui è prevedibile che la domanda di TR sia destinata ad una forte crescita. Tali previsioni si scontrano con la realtà di un mercato caratterizzato da un'offerta con posizioni monopolistiche (la Cina negli ultimi anni ha coperto quasi la totalità della produzione mondiale di TR). Ciò si sostanzia in limitazioni all'export in grado di mettere a rischio la stessa esistenza delle aziende che fanno uso di tali metalli, e, pertanto, le produzioni high-tech e "green" fuori dai confini cinesi. Il lavoro analizza la relazione tra il mercato delle TR e l'auspicato sviluppo dell'eolico in funzione dei rischi di approvvigionamento e di accesso a tali risorse strategiche.

1. Le terre rare e la green economy

Negli ultimi anni sono state introdotte molte innovazioni tecnologiche per contribuire alla protezione ambientale, passando dalla riduzione del consumo di energia, allo sviluppo delle energie rinnovabili, alle tecnologie per il controllo dell'inquinamento. Tali tecnologie sono alla base di quella che viene efficacemente indicata con il termine "green economy". Molte delle applicazioni di queste tecnologie impiegano metalli appartenenti al gruppo delle cosiddette "terre rare" (TR), che, per tali ragioni, negli ultimi anni stanno vedendo una forte crescita della domanda, in una varietà di settori innovativi.

tab. 1: "Terre Rare, Tipologie, Simboli, Tecnologie e componenti energia pulita"

Terre Rare (TR)	Simbolo	Tipologia	Alcune tecnologie e componenti "energia pulita"		
			Turbine eoliche	Auto elettriche / ibride	Illuminazione
			Magneti	Batterie	Fosfori
Lantanio	La	Light		X	X
Cerio	Ce			X	X
Praseodimio	Pr		X	X	
Neodimio	Nd		X	X	
Promezio	Pm	Medium			
Samarium	Sm		X		
Europio	Eu				X
Gadolinio	Gd				
Terbio	Tb	Heavy			X
Disprosio	Dy		X		
Olmio	Ho				
Erbio	Er				
Tulio	Tm				
Itterbio	Yb				
Lutezio	Lu				
Ittrio	Y				X
Scandio	Sc				

Fonte: ns. elaborazione (Bauer D. et al., 2010) (Kingsnorth D.J., 2010)

Il termine "terre rare" si riferisce ad un gruppo di 17 metalli, di cui 15 cosiddetti lantanidi, più ittrio e scandio (tab. 1). I metalli TR, i relativi ossidi (OTR) e leghe sono di particolare interesse strategico a causa della loro speciali proprietà magnetiche, luminescenti e chimiche, che li rendono essenziali in svariate applicazioni per molte industrie hi-tech e della green economy. Essi sono elementi necessari, ad esempio, per

la costruzione di accumulatori e magneti per veicoli elettrici, di lampade per l'illuminazione ad alta efficienza e di componenti delle turbine eoliche. I metalli del gruppo delle TR sono normalmente classificati in tre gruppi: *light*, *medium* e *heavy* (Bauer D. et al., 2010) (Kingsnorth D.J., 2010) (Long K. R. et al., 2010) (Chen Z., 2011a). Sfortunatamente non c'è accordo sulle modalità di suddivisione degli elementi nei tre gruppi, perciò talvolta possono sorgere problemi di interpretazione nel confrontare dati provenienti da fonti diverse (Schüler D. et al., 2011). Attualmente il primo gruppo è quello per il quale sembrano esserci maggiori riserve, mentre sono gli elementi del terzo gruppo quelli di maggior interesse economico e strategico per lo sviluppo delle nuove tecnologie.

Nel lavoro si analizza la relazione tra il mercato delle TR e l'auspicato sviluppo dell'eolico alla luce dei rischi di approvvigionamento e di accesso a tali risorse strategiche emersi di recente.

2. Il ruolo strategico delle TR

Dalla prima scoperta delle TR, avvenuta nel XVIII secolo, è cresciuto, nei decenni, l'interesse in relazione ai loro potenziali usi in funzione dei progressi industriali raggiunti. Tra il 1970 ed il 1986 la produzione mondiale è stata dominata dagli USA. Dal 1986, la Cina ha definito una strategia a lungo termine diretta ad assumere il controllo del mercato delle TR in tutta la supply chain. In poco tempo la produzione cinese ha raggiunto tassi di crescita del 40% annuo (Hurst C., 2010) ed ha superato la produzione americana che, al contrario, tendeva progressivamente a ridursi. Ciò è stato possibile perché la Cina ha sfruttato l'accessibilità e la relativa abbondanza delle proprie riserve investendo molti capitali, adottando bassi prezzi di vendita (dumping) e, soprattutto, ignorando gli effetti sulla salute dei minatori e l'inquinamento ambientale generato in modo massiccio nei processi estrattivi delle TR. Il dumping sui prezzi e l'esistenza delle esternalità negative hanno indotto i produttori del resto del mondo (RdM) ad abbandonare la filiera delle TR disinvestendo dal settore oppure delocalizzando nella stessa Cina (Zajec O., 2010).

Da qualche tempo hanno cominciato a manifestarsi pienamente i rischi legati alla situazione di monopolio cinese, assumendo di recente caratteri di emergenza, con la sospensione della consegna di TR al Giappone (motivata con ragioni legate ad una disputa territoriale, settembre 2010) (Zajec O., 2010), l'introduzione di vincoli commerciali rigorosi (quote di esportazione decrescenti), una crescente tassazione ed il blocco periodico delle esplorazioni (Kurronen P., 2011) (Anon., 2011a) (Talia A., 2011). Inoltre, l'introduzione, di recente, di una legislazione ambientale più restrittiva non può che comportare un ulteriore rallentamento delle attività nel settore.

L'insieme di tutti questi elementi ha determinato la tendenza costante alla crescita del prezzo delle TR, in particolare di quei metalli per i quali la domanda è in forte espansione (Schüler D. et al., 2011).

La miopia strategica del RdM ha avuto come conseguenza la definizione di un mercato delle TR connotato da dipendenza esclusiva dalle esportazioni cinesi. In questi ultimi mesi tutti i paesi interessati all'utilizzo delle TR lo hanno riconosciuto attraverso la predisposizione di studi, la pubblicazione di documenti di riflessione istituzionale¹ e la presentazione di proposte di legge², che, nel definire le TR come materie prime "critiche", individuano strategie di medio lungo periodo capaci di gestire i rischi di deficit dell'offerta e degli impatti ambientali, in considerazione della loro importanza economica rispetto alle altre materie prime (Bauer D., et al., 2010).

2.1. La possibilità di sfruttamento delle TR

La situazione di monopolio cinese nel mercato delle TR non è dovuta ad una mancanza di disponibilità e distribuzione delle relative risorse e riserve nel RdM, bensì solo alla carenza di capacità estrattiva "diffusa". I metalli che costituiscono il gruppo delle TR non sono geologicamente rari. In termini assoluti, essi sono piuttosto abbondanti nella crosta terrestre, ma sono pochi i giacimenti per i quali è stata stabilita la fattibilità tecnica ed economica dell'attività estrattiva e produttiva (tab. 2) (Chen Z., 2011a) e ancor meno sono quelli sfruttati. Dalla tab. 2 si evidenzia come la preoccupazione sorta sul mercato delle TR abbia stimolato

¹ La Commissione Europea ha pubblicato una comunicazione relativa alla strategicità di alcune materie prime, tra cui le TR. Tale comunicazione è denominata "Affrontare le sfide relative ai mercati di prodotti di base alle materie prime" (COM(2011) 25 definitivo del 2 febbraio 2011).

² Negli USA, di recente, sono state presentate molteplici proposte di legge relative alla "criticità" delle TR. Esse si trovano nella fase iniziale del processo legislativo: H.R. 952 "Energy Critical Elements Renewal Act of 2011" (presentazione: 08/03/2011), H.R. 1314 "RARE Act of 2011" (presentazione: 01/04/2011), H.R. 618 "Rare Earths and Critical Materials Revitalization Act of 2011" (presentazione: 10/02/2011) ed, infine, H.R. 1388: "Rare Earths Supply Chain Technology and Resources Transformation Act of 2011" (presentazione: 06/04/2011).

un'intensa attività di ricerca mineraria che ha portato al quasi raddoppio delle risorse e riserve stimate nell'arco di appena 1 anno (da 90.000 a 160.000 kt_{OTR} circa).

Il processo produttivo per ottenere le TR utilizza come principale fonte i minerali bastnaesite e monazite; gli elementi contenuti in maggiore quantità appartengono al gruppo cosiddetto light; quelli classificati come heavy sono presenti in maggior percentuale (da due a tre volte) nella monazite (Hurst C., 2010).

tab. 2: “Risorse e Riserve per area geografica (anni 2009 - 2010)

Area geografica	Risorse e Riserve 2009		Risorse e Riserve 2010	
	kt _{OTR}	%	kt _{OTR}	%
Australia	5.400	6,65 - 5,48	13.420	8,26
Brasile	48	0,06 - 0,05	52.597	32,39
Cina	18.600 - 36.000	22,91 - 36,52	36.000	22,17
CSI	19.000	23,41 - 19,27	19.000	11,70
India	3.100	3,82 - 3,14	3.100	1,91
USA	13.000	16,01 - 13,19	11.772	7,25
Altri	22.030	27,10 - 22,32	26.507	16,32
Totale Mondo	81.178 - 98.578	100	162.396	100

Fonte: (Long K.R. et al., 2010) (Chen Z., 2011b) (Tse P., 2011)

I giacimenti di bastnaesite di Cina e USA rappresentano attualmente la più ampia percentuale delle risorse di TR economicamente producibili. Di recente sono stati scoperti giacimenti di monazite in Australia, Brasile, Cina, India, Sud Africa, Sri Lanka, Tailandia e USA che costituiscono la seconda principale fonte di TR (Long K.R. et al., 2010) (Hurst C., 2010).

2.2. La produzione di magneti e impatti ambientali

Le TR hanno proprietà chimiche molto simili e l'ottenimento di elementi ad elevati livelli di purezza, richiesti negli impieghi industriali, necessita di processi produttivi complicati e costosi (Hurst C., 2010).

Attualmente la Cina non solo è detentrica della quasi totalità della produzione dei minerali, ma nello stesso paese si svolgono tutte le attività che formano la filiera dei magneti permanenti in quote preponderanti. Solo alcune attività sono invece realizzate in quota marginale da Giappone ed Europa (produzione di metallo, leghe e magneti) (Schüler D. et al., 2011). Un ulteriore aspetto fondamentale della produzione dei metalli è rappresentato dai notevoli impatti ambientali che si possono determinare qualora i processi non siano attentamente monitorati. Tra gli aspetti ambientali peculiari di queste attività è la presenza nei residui e nelle acque di lavorazione di elementi radioattivi quali uranio e torio.

Fino a qualche tempo fa questi aspetti erano del tutto trascurati dalle aziende e dalla legislazione cinese. Ciò ha determinato gravi danni all'ambiente, oltre che alla salute dei lavoratori e degli abitanti nelle aree interessate da quelle attività (Schüler D. et al., 2011) (Hurst C., 2010).

Tuttavia, solo di recente c'è stata un'inversione di tendenza, con l'introduzione di una legislazione ambientale più restrittiva, realizzata anche attraverso la nazionalizzazione dei siti di estrazione delle TR, in particolare quelle “heavy” creando delle “zone di estrazione a pianificazione statale” (Bai A., 2011).

2.3. Scenari del mercato delle TR

La creazione di un mercato con molteplici player potrebbe ridurre i problemi derivanti dalla posizione quasi monopolistica della Cina. D'altra parte, nel 2009 solo sei stati hanno rifornito il mercato mondiale di TR. Tra questi, la Cina ha ancora realizzato una produzione dal 93 al 97%. Essa, d'altra parte, ne ha consumate dal 51 al 55%, per soddisfare la domanda interna, ed ha fissato una quota legale di esportazione pari solo al 36 – 40% della produzione globale. Mentre il RdM, nello stesso anno, a fronte di una modesta produzione, pari al 3 – 5 %, registrava una domanda pari al 49-45%. Questa tendenza, che crea un deficit di produzione disponibile ai fini della soddisfazione della domanda del RdM, si è osservata anche per le stime elaborate per il 2010 e per scenari a medio termine. Sia la domanda interna cinese sia quella del RdM aumentano e tale situazione è associata ad una riduzione esponenziale delle quote di export fissate dal governo cinese (dal 2005 al 2010 c'è stata una riduzione pari al 54%, da 66 kt a poco più di 30 kt) (Kingsnorth D.J., 2011). Quindi in base alle stime a disposizione già nel 2010 si sarebbe verificato un deficit di offerta pari a circa 20 kt (tab. 3) (Anon., 2010a).

Il deficit, di solito, viene colmato sia attraverso l'impiego delle riserve accumulate negli anni precedenti (Gong J., 2010) sia mediante il proliferare (in Cina) di attività illegali di estrazione e commercializzazione (Chen Z., 2011a) (Schüler D. et al., 2011) (Tse P., 2011). Tale tendenza potrebbe essere il leitmotiv per gli scenari costruiti fino al 2014, nonché per quelli più a lungo termine con il rischio di veder venire meno gli sviluppi programmati nei settori interessati.

tab. 3: “Produzione e Domanda per area geografica (2009 – 2010 – 2014)”

Area geografica	Produzione 2009		Domanda 2009		Produzione 2010 (s)		Domanda 2010 (s)		Produzione 2014 (p)		Domanda 2014 (p)	
	kt _{OTR}	%	kt _{OTR}	%	kt _{OTR}	%	kt _{OTR}	%	kt _{OTR}	%	kt _{OTR}	%
Cina	120 - 129	97 - 93	63 - 77	51 - 55	120	97 - 95	75	60	114 - 170	79 - 75	95 - 120	56 - 62
Australia	0	0	0	0	4 -- 6	3 -- 5	50	40	30 - 56	21 - 25	75	44 - 38
Brasile	0,650	1 - 0,5	0	0								
CSI	2,500	0 - 2	0	0								
India	2,7 - 3	2	0	0								
Malesia	0,380	0,00	0	0								
USA	0 - 2,7	0 - 2	11 -- 12	9								
Giappone	0	0,00	32	26 - 23								
Europa	0	0	13	10 -- 9								
Resto dell'Asia	0	0	5	4								
Sud Africa	0	0	0	0								
Canada	0	0	0	0								
Totale Mondo	124 - 139	100	124 - 139	100	124 - 126	100	125	100	144 - 226	100	170 - 195	100

(s) = stima; (p) = previsione

Fonte: (Long K.R. et al., 2010) (Chen Z., 2011a) (Schüler D. et al., 2011) (Zajec O., 2010) (Tse P., 2011) (Kingsnorth D.J., 2011)

Previsioni relative al 2015, per il Nd, Dy ed il Tb (impiegati i primi due per la produzione di magneti permanenti, e l'ultimo per i fosfori) evidenziano in modo chiaro un deficit di offerta (tab. 4).

tab. 4: “Previsioni Domanda ed Offerta di TR critiche al 2015”

OTR	Domanda (kt _{OTR})	Offerta (kt _{OTR})	Scostamenti (kt _{OTR})
Nd	35 - 40	30 - 35	-5
Tb	0,45 - 0,50	0,40 - 0,45	-0,05
Dy	2,75 - 3	1,75 - 2	-1

Fonte: ns elaborazione (Kingsnorth D.J., 2011)

Questo gap ha attirato l'attenzione dei governi, delle aziende metallifere e degli utilizzatori finali del RdM, rendendoli consapevoli della necessità di non prolungare questa condizione di dipendenza dalla Cina, che ha già determinato, in questi ultimi anni, un inevitabile incremento sostenuti dei prezzi delle TR. L'andamento dei prezzi delle TR critiche indica (tab. 5) una crescita netta coerente con l'evidenza di una difficoltà dell'offerta a soddisfare la domanda (Kingsnorth D.J., 2011) (Anon., 2011b).

La conferma di queste tendenze si trova anche nell'andamento dei prezzi interni cinesi degli OTR che, nel primo trimestre del 2011, sono aumentati in misura corrispondente a quella dei prezzi degli OTR esportati. Ciò ha evidenziato tendenze in atto già da qualche tempo: la crescente domanda di TR da parte del settore manifatturiero cinese, il successo degli sforzi del governo cinese di reprimere estrazioni ed esportazioni illegali, il consolidamento del settore delle TR stimolato dal governo cinese, l'impatto sulla produzione delle nuove norme ambientali sui produttori cinesi, l'efficacia “interna” delle quote di export fissate ed il blocco fino a giugno 2012 del rilascio di nuove licenze per esplorazioni domestiche. Tutte queste tendenze rafforzano la probabilità che la Cina continuerà a limitare le esportazioni di TR nel RdM, e non è escluso che essa possa addirittura diventare un importatore netto di TR nei prossimi anni (Anon., 2011d). Tale

eventualità non deriva da una carenza di risorse interne di TR ma piuttosto dall'intento di volerne preservare quote significative al fine di sostenere nel lungo termine lo sviluppo dell'industria domestica. Ciò sta determinando lo spostamento in Cina di alcuni impianti di produzione di TR di proprietà di imprese straniere. In questo modo si attrarrebbero gli investimenti esteri necessari per intercettare le sofisticate tecnologie impiegate per le TR (strategia “tecnologia per le risorse”) (Anon., 2011b).

tab. 5: “Comparazione dei prezzi di OTR critiche nel periodo 2009-2011”

OTR	Prezzi TR “FOB Cina” (\$ USA/ kg _{OTR})			
	<i>I trimestre 2009</i>	<i>I trimestre 2010</i>	<i>I trimestre 2011</i>	<i>12/05/2011</i>
Nd	14	26	125	222 - 225
Tb	360	405	690	1.180 – 1.200
Dy	92	140	405	695 - 705

Fonte: (Kingsnorth D.J., 2011) (Anon., 2011c)

Quindi, per evitare le conseguenze dannose prevedibili di un'assenza di strategia di risposta, nel RdM si sono attuate tempestivamente delle politiche governative ed aziendali finalizzate alla realizzazione di iniziative per riattivare dei siti produttivi in disuso, oppure per allestire progetti minerari in grado di far incrementare in maniera significativa l'offerta di TR del RdM (Chen Z., 2011a).

Se si considera che dal momento dell'individuazione della “risorsa” alla fase dello “studio di fattibilità definitivo” possono passare dai 5 ai 12 anni, si può ragionevolmente affermare che solo con uno sforzo tempestivo, molto consistente e determinato, il RdM potrà raggiungere una capacità produttiva pari al livello della domanda già nel 2020 (Kingsnorth D.J., 2011).

3. I magneti permanenti (MP) e l'energia eolica

La necessità di costruire un modello economico sostenibile in grado di rispondere alle conseguenze dei cambiamenti climatici, dell'esaurimento delle risorse naturali e della crescita della dipendenza da pochi produttori per la fornitura di energia ha generato lo sviluppo di nuove tecnologie per l'energia capaci di fornire risposte efficaci ed efficienti nel lungo periodo. Le politiche energetiche in tutto il mondo sono state sempre più orientate allo sviluppo accelerato di investimenti industriali nella “clean energy”. Nel settore delle fonti di energia rinnovabile, il caso dell'eolico è paradigmatico. Ciò in quanto il trend di sviluppo riscontrato in questi ultimi anni ha superato le più rosee previsioni sia in termini di capacità installata sia in termini di innovazioni tecnologiche, nonché nella riduzione dei costi di produzione del 20% negli ultimi nove anni (Caravita G., 2011). Tra le innovazioni tecnologiche adottate nell'eolico, quella dell'impiego di magneti permanenti (MP) ha rappresentato un fattore importante per il miglioramento delle performance produttive e per la riduzione dei costi di produzione dell'energia elettrica. Tali vantaggi derivano dalla caratteristica dall'assenza del moltiplicatore di giri, che significa minori parti in movimento e dunque maggiore affidabilità, minore rumorosità, maggiore efficienza di conversione dell'energia meccanica, minori costi di manutenzione (Anon., 2010b).

I MP sono prodotti attraverso la magnetizzazione di alcune leghe di TR. Le principali sono quelle composte da neodimio-ferro-boro (definiti magneti al Nd) e quelle samario-cobalto (SmCo). Attualmente questi ultimi magneti svolgono un ruolo minore in quanto, in molti casi, si preferisce sostituirli dai più potenti magneti al Nd, connotati, inoltre, anche da maggiore durezza. I magneti permanenti al Nd sono composti da ferro (66%), boro (1%), e un mix di TR (30%) (neodimio circa 29%, disprosio circa 3%, praseodimio circa 1%, e in minori quantità terbio ed altre TR (Hüdaï K. et al., 2010) (Gibson M., Parkinson I., 2011). Le differenze nella percentuale di utilizzo dei diversi elementi, o la sostituzione parziale del Nd con altre TR (Dy, Pr, Tb), sono legate a scelte produttive che consentano di ottenere miglioramenti quali una maggiore resistenza alla corrosione, migliori proprietà magnetiche (aumento della coercitività e la resistenza alla demagnetizzazione ad elevate temperature, fino a 160°C) (Lifton J., 2011) (Bozzato F., 2010) (Anon., 2010c).

3.1. Lo scenario del mercato dei MP

A fine 2010 la potenza eolica cumulata installata nel mondo ha raggiunto i 197 GW (con un aumento del

24% rispetto al 2009); dei 38,3 GW installati nel corso del 2010 ben 18,9 lo sono stati in Cina. Ciò ha consentito a quattro produttori cinesi di turbine di collocarsi tra i primi dieci produttori mondiali, ed a due di questi di posizionarsi tra i primi quattro. Una di esse è anche il più grande produttore al mondo di turbine a MP, con circa 3.500 macchine installate (Anon., 2011e) (Anon., 2011f).

La possibilità di stimare, con un elevato livello di significatività, la relazione tra offerta di TR e sviluppo dell'eolico necessita di dati affidabili relativi a:

- tassi di crescita della potenza eolica installata;
- quote di turbine senza moltiplicatori di giri;
- quantità di Nd, Pr, Dy e Tb richiesta per unità di potenza eolica installata (kg/MW).

In relazione al primo fattore, si stima una capacità installata al 2015 che può variare da 450 a 650 GW (Hüdai K. et al., 2010) (Anon., 2011g) (per la sola Cina il governo prevede di raggiungere i 200 GW di potenza totale installata nel 2020, ossia l'equivalente di quanto è stato installato nel mondo fino al 2010) (Anon., 2011e). Per quanto riguarda la quota di turbine a MP una stima prudenziale prevede che esse rappresenteranno una quota del 10% della potenza installata nel 2014, per raggiungere il 20% nel 2020 (Hüdai K. et al., 2010). La terza variabile dipende dalla composizione dei MP e dalla quantità di magneti impiegata per ogni MW di potenza (tab. 6). Il range è compreso tra 0,2 e 1,2 t di lega NdFeB (ovvero magneti al Nd) per MW di potenza installata.

tab. 6 “Composizione dei MP per turbine eoliche di 1 MW di potenza”

Composizione MP	1 MW di potenza	Fonte
Nd-Fe-B	0,2	(Row R., 2010)
Nd-Fe-B	0,4	(Anon., 2011h) (Hüdai K. et al., 2010)
Nd-Fe-B	0,4 – 0,6	(Bauer D. et al., 2010)
Fe-B-Didimio	0,5	(Gibson M., Parkinson I., 2011)
Magneti al Nd (ovvero Nd-Fe-B)	0,7 – 1,2	(Marcus S. et al., 2010)

Considerando i tassi di crescita previsti per la potenza eolica installata negli anni a venire, la quota di aerogeneratori che utilizzeranno la tecnologia di conversione a magneti permanenti, la quantità di MP per ogni MW e la percentuale di neodimio nella lega che costituisce il magnete si giunge alla stima del fabbisogno futuro di ossido di neodimio. Questa potrebbe ammontare nel periodo 2010-2014 a circa 5.300 t, e nel quinquennio successivo a 36.000 t (Hüdai K. et al., 2010). Stime relative alla domanda complessiva di OTR per MP valutano che essa possa nettamente superare le 50.000 t nel 2015; di tale quantità 8.000 t dovrebbero essere destinate alle macchine eoliche, il resto alla diffusione di veicoli elettrici (Anon., 2011h).

Conclusioni

Nel medio termine la domanda di MP sarà significativamente determinata dalle applicazioni strategiche per lo sviluppo delle green economy: veicoli elettrici e turbine eoliche in primo luogo. Ragionevolmente potrebbero verificarsi deficit nella disponibilità di TR, come quelli stimati per il Nd ed il Dy. Per evitare che una simile evenienza possa verificarsi, impedendo lo sviluppo delle tecnologie e dei mercati che dovranno svolgere un ruolo determinante per l'affermarsi della green energy e della green economy, si possono mettere in atto diverse strategie:

- sostenere la diversificazione e l'ampliamento delle fonti di approvvigionamento (incentivare le attività di ricerca ed estrazione mineraria, migliorare i processi di produzione delle TR);
- ricercare potenziali sostituti delle TR nelle applicazioni di interesse per la green economy;
- usare in maniera più efficiente, riciclare, riusare questi materiali così strategici.

Occorre, cioè, una politica che guardi con grande attenzione al tema riguardante la disponibilità nel lungo termine di questi materiali, poiché l'economia del futuro dipenderà in gran parte anche da essi. Solo i paesi che avranno saputo attuare strategie politiche, di ricerca e commerciali adeguate alla serietà del problema vedranno il proprio sistema economico ed il proprio apparato industriale continuare a crescere riducendo gli impatti ambientali che li hanno caratterizzati fino ad oggi.

Bibliografia

Anon., “Rare earth elements. Opportunities and challenges”, Ernest & Young, Mining & metals, London, November, 2010a

- Anon., "China Rare Earth Permanent Magnet Industry Report, 2009-2010", Research in China, May, 2010b
- Anon., "Tecnologia mineraria e tecnologia verde. Un ossimoro? Il futuro dei metalli è verde?", Research paper Asset Management DEXIA, Settembre, 1-5, 2010c
- Anon., "China hikes mandatory quota for rare earths", Commodity Online India Limited, 25 April, 2011a (www.commodityonline.com)
- Anon., "Technology minerals. The rare earths race is on!", Ernest & Young, London, April, 2011b
- Anon., "Price Report 12 May 2011", Report, Metal-Pages Ltd, 12 May, 2011c (www.metal-pages.com)
- Anon., "Molycorp 1Q results sees loss narrow to \$ 0,90m, Phoenix project on track", Metal-Pages Ltd, 11 May, 2011d (www.metal-pages.com)
- Anon., "China adds 18.9 GW of new wind power capacity in 2010", GWEC, 6 April, 2011e (www.gwec.net)
- Anon., "Goldwind wins two orders in US", 25 aprile 2011, Chinadaily.com.cn, 25 aprile, 2011f (www.chinadaily.com.cn)
- Anon., "Global Wind Report. Annual Market Update 2010", GWEC, Report, Brussels, 1-72, 2011g
- Anon., "Rare Earth Resurgence: Building A Mine-To-Magnets Rare Earths Supply Chain", Molycorp Inc., presentation, January, 2011h
- Bai A., "Cina: stretta sui giacimenti di terre rare", Business Magazine, 24 gennaio, 2011 (www.businessmagazine.it)
- Bauer D. et al., "Critical Material Strategy", US Department of Energy, December, 1-166, 2010
- Bozzato F., "La corrosione dei Magneti Permanenti: cause e soluzioni per limitarla", Facoltà di Ingegneria, Università degli Studi di Padova, Tesi di laurea, A.A. 2009-2010
- Caravita G., "L'Europa fatica a lasciare il fossile. Resta ancora lontano l'obiettivo 20-20-20", Il Sole 24 Ore, Milano, inserto "Energie Rinnovabili. Rapporti", 1-22, 3 maggio, 2011
- Chen Z., "China's Role in Changing Global Rare Earth Market", Critical Metals Investment Summit Vancouver, Canada, Jan 21-22, 2011a (<http://www.slideshare.net/Tehama/chinas-role-in-a-changing-global-rare-earth-market>)
- Chen Z., "Global rare earth resources and scenarios of future rare earth industry", Journal of Rare Earths, Vol. 29, No. 1, Jan., 1-6, 2011b
- Gibson M., Parkinson I., "Once Ignored On The Periodic Table, Don't Ignore Them Now. A Rare Earth Element Industry Overview", CIBC World Markets Inc, March 06, 1-41, 2011
- Gong J., "Rare-earth limits not aimed at foreign market", Global Times, 24 october, 2010 (<http://opinion.globaltimes.cn>)
- Hüdai K. et al., "Lanthanide Resources and Alternatives", Oakdene Hollins Research & Consulting, A report for Department for Business, Innovation and Skills, May, 2010
- Hurst C., "China's Rare Earth Elements Industry: What Can the West Learn?", Institute for the Analysis of Global Security (IAGS), March, 1-42, 2010
- Kingsnorth D.J., "An Overview of the Rare Earths Market", Industrial Minerals Company of Australia Pty Ltd (IMCOA), March, 1-23, 2010
- Kingsnorth D.J., "Rare Earth Opportunities – Real or Imaginary?", Industrial Minerals Company of Australia Pty Ltd (IMCOA), presentation BBY Rare Earths Conference, April, 2011
- Kurronen P., "Sourcing of Rare Earths. Capturing Wind & Earth", Wind Technology Supplement, March, 15-17, 2011
- Lifton J., "In Xanadu Did Goldman Sachs Decree A Rare Earths Surplus For All To See", Technology Metals Research LLC, May 6, 2011 (www.techmetalsresearch.com)
- Long K.R. et al., "The Principal Rare Earth Elements Deposits of the United States - A Summary of Domestic Deposits and a Global Perspective", USGS (U.S. Geological Survey) Scientific Investigations Report 2010-5220, 1-110, 2010
- Marcus S. et al., "A cleantech resource crisis", Cleantech Group LCC, Report, 1-20, January, 2010
- Row R., "What's in your electronic product, where does it come from, and why should a product safety engineer be concerned?", IEEE Product Safety Engineering Society, Santa Clara Valley Chapter, presentation, 28 September, 2010
- Schüler D. et al., "Study on Rare Earths and Their Recycling", Öko-Institute e.V. Institute for Applied Ecology, Darmstadt, January, 2011
- Talia A., "Terre rare: prezzi record, nuova imposta", AGI China 24, 24 marzo, 2011 (www.agichina24.it)
- Tse P., "China's Rare-Earth Industry", USGS (U.S. Geological Survey) Open-File Report 2011-1042, 2011
- Zajec O., "Come la Cina ha vinto la battaglia dei metalli strategici", Le Monde Diplomatique, Novembre, 12-13, 2010

Summary

RARE EARTHS AND WIND ENERGY DEVELOPMENT

Enhancing green economy means above all to rely on renewable energy sources. Of these, wind energy is the one which has recorded – and will continue to record – a remarkable development, also thanks to the constant technological innovations enabling a gradual, major reduction in production costs per kWh. One of the most important recent innovations has been the introduction of permanent magnets. Their production is currently based on the use of a few metals of the group of rare earth elements (REEs). Because permanent magnets are also used in electric vehicles, the demand of REEs is expected to grow remarkably. These estimates, however, clash with the reality of a market characterised by a monopolistic supply system (in the past few years China has covered almost all of the world production of REE). This system expresses itself in limitations to exports which may jeopardise the very existence of companies using these metals, that is, non-Chinese high-tech and green productions. This paper explores the relationship between REEs and the desired development of wind energy with a view to the risks related to the supply of and access to these strategic resources.

IL FUTURO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI IN ITALIA TRA AFFERMAZIONE ED INCERTEZZE LEGISLATIVE

ORNELLA MALANDRINO*, DANIELA SICA*

*Dipartimento di Studi e Ricerche Aziendali, Università degli Studi di Salerno
Via Ponte Don Melillo, 84084, Fisciano (SA)
e-mail: ornellam@unisa.it, dsica@unisa.it

Riassunto

Le dinamiche evolutive delle politiche energetiche nazionali hanno evidenziato, nel corso degli ultimi anni, un forte impegno verso la concreta affermazione di nuovi scenari basati su una più incisiva diffusione delle fonti energetiche rinnovabili.

Ciò nella consapevolezza del loro ruolo nevralgico ai fini del conseguimento di obiettivi sinergici riconducibili alla diversificazione delle fonti, alla sicurezza degli approvvigionamenti nonché alla riduzione dell'impatto ambientale della filiera energetica e alla realizzazione di migliori livelli di competitività.

Il presente lavoro si pone l'obiettivo di analizzare in chiave critica i sistemi di sostegno per l'effettiva affermazione delle fonti energetiche rinnovabili in Italia, alla luce delle recenti disposizioni normative.

Introduzione

La recente crisi economica, le tensioni geo-politiche internazionali, la significativa crescita dei prezzi dei combustibili fossili e le nuove evidenze in tema di cambiamento climatico sono fenomeni che impongono ingenti riflessioni in merito alla sostenibilità socio-ambientale dell'attuale sistema energetico, sia a livello internazionale che nazionale.

Nel nostro paese la centralità della sfida energetica è oramai indiscussa non soltanto in riferimento alle future dinamiche competitive e, dunque, anche occupazionali, ma soprattutto in considerazione della insostenibilità ambientale e della vulnerabilità degli approvvigionamenti. Le dimensioni di una tale sfida impongono, oltre alla ricerca di crescenti livelli di efficienza, la difficile transizione energetica verso una economia *low carbon*. Ciò richiede la realizzazione di considerevoli investimenti in nuove tecnologie e in infrastrutture energetiche, in uno scenario connotato da notevoli incertezze, di natura economica, finanziaria, etc.

Tali aspetti non possono che essere affrontati sinergicamente attraverso l'analisi delle problematiche inerenti l'efficienza energetica che, com'è noto, è strettamente associata alle innovazioni tecnologiche, in chiave ambientale (Proto M. *et al*, 2010).

I trend di crescita degli investimenti e i dati relativi alla nuova capacità installata di fonti rinnovabili a livello mondiale ed europeo negli ultimi anni sono confortanti. A livello europeo, sia nel 2008 che nel 2009, nel settore elettrico, le nuove installazioni che utilizzano fonti rinnovabili hanno superato quelle basate su fonti convenzionali. In particolare, la prima fonte di energia in assoluto in termini di nuove installazioni, nel 2009, è quella eolica seguita dal fotovoltaico, che ha raggiunto una capacità complessiva installata di quasi il 10 GW, circa la metà dei 22 GW installati a livello mondiale (DG-TREN, 2009).

L'attuale situazione energetica nazionale, invece, alla luce dei recenti impegni assunti a livello comunitario - che prevedono una copertura del 17% di consumi finali con energia prodotta da fonti rinnovabili - richiede l'individuazione di una adeguata strategia tesa a rimuovere le numerose barriere, che a tutt'oggi, ostacolano lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia (EREC, 2011).

Il presente lavoro analizza, in primo luogo, l'impegno che connota la politica energetica italiana nella realizzazione di percorsi in grado di condurre ad un diffuso sviluppo delle fonti di energia

rinnovabili, per esplorare, successivamente, le opportunità ed i vincoli derivanti dai molteplici sistemi di sostegno recentemente introdotti a livello nazionale.

Le politiche di sviluppo delle fer: potenzialità e prospettive a livello nazionale

I percorsi volti alla concreta affermazione delle fonti rinnovabili in Italia sono fortemente condizionati dalla completa attuazione della Direttiva 2009/28/CE sull'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Tale direttiva, recepita di recente in Italia attraverso il D.Lvo n. 28 del 3 marzo 2011, ha previsto tra le principali innovazioni la rimozione delle barriere non-economiche, attraverso l'individuazione di iter amministrativi snelli, la possibilità di accesso alla rete, la fissazione di regole per il mercato dell'energia elettrica nonché mediante una maggiore diffusione delle attività di formazione e informazione essenziali per superare le problematiche di accettazione sociale. Inoltre, è stato considerato un quadro di supporto economico, quale fattore attrattivo per gli investimenti sia pubblici che privati, basate sulla diffusione di incentivi transitori, che diminuiranno col passare del tempo, e che dovranno condurre le tecnologie energetiche rinnovabili ad una *grid parity*. L'attuazione di incentivi appropriati e a carattere transitorio dovrebbero mirare a garantire soprattutto un supporto adeguato alle diverse tecnologie in base al loro livello di maturità tecnologica (EU Council and Parliament, 2011).

L'Italia ha ancora un notevole potenziale in termini di fonti energetiche rinnovabili e il loro sviluppo contribuirebbe non solo alla mitigazione dell'effetto serra, ma potrebbe rappresentare un contributo importante per il Paese in termini di sicurezza energetica e di sviluppo economico. Come è noto oltre all'eolico, vi sono ampi margini di impiego per le biomasse, il solare, attraverso l'adozione di tecnologie ormai considerate mature. Inoltre, lo sviluppo della filiera industriale delle fonti rinnovabili a livello nazionale è pienamente compatibile con il tessuto economico, caratterizzato, come è noto, da una presenza diffusa sul territorio di piccole e medie imprese. A fronte di tali opportunità, va evidenziato che il sistema italiano è tra i meno sostenibili dal punto di vista economico, a causa dell'elevato prezzo del kilowattora dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, derivante dagli alti costi delle fonti convenzionali e dagli incentivi stabiliti per le rinnovabili (Presidenza del Consiglio dei Ministri, 2007). Tale situazione è anche il risultato degli effetti negativi combinati di complesse procedure di autorizzazione, la mancanza di chiarezza nella suddivisione delle competenze tra i numerosi enti pubblici interessati, le difficoltà di accesso alla rete, etc. (Malandrino O. *et al*, 2009).

Il sistema d'incentivi *technology-neutral*, introdotto negli anni '90 in Italia, avrebbe dovuto accelerare lo sviluppo delle tecnologie più mature e più competitive, ma operativamente è stato un totale fallimento. Di conseguenza, il livello di capacità di installazione e di produzione previsto non è stato raggiunto e, al contempo, i costi hanno avuto una forte impennata. Nell'ultimo decennio, lo sviluppo delle fer è stato supportato da sistemi di incentivi di tipo *technology-banding*, miranti a valorizzare le diverse tecnologie, valutandole in base al grado di maturità tecnologica e gli investimenti per l'adeguamento delle reti e del sistema infrastrutturale. In prospettiva occorre, inoltre, ridurre nel tempo gli incentivi economici a sostegno del settore delle rinnovabili, in maniera progressiva e, coerentemente, con il progresso tecnologico e la riduzione dei costi delle tecnologie energetiche, che sarà possibile ottenere solo attraverso adeguati investimenti in attività di R&S. Infine, in vista degli obiettivi vincolanti fissati per il 2020, è necessario favorire maggiormente, anche attraverso l'adeguato sistema di incentivazione e azioni mirate, lo sviluppo delle tecnologie di sfruttamento delle fonti rinnovabili per la produzione di calore al fine di recuperare il ritardo del nostro Paese. Un maggiore utilizzo delle rinnovabili termiche potrà permettere infatti, di raggiungere più velocemente e a costi minori la quota del 17% dei consumi finali di energia stabilita per l'Italia (GSE-IEFE, 2009).

I diversi provvedimenti intrapresi a livello nazionale per promuovere lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili hanno contribuito ad un lento, ma costante, aumento del loro impiego. Infatti, le fer che partecipavano al bilancio energetico nazionale con oltre 8 Mtep, nel 1990, hanno superato i 19 Mtep nel 2009, evidenziando in quasi 20 anni, un aumento pari ad oltre il 120% (tabella 1).

Tabella 1 – Consumi di energia in Italia (Mtep)

	1990	2000	2009
Combustibili solidi	15,0	12,8	13,3
Gas naturale	39,1	58,4	63,9
Importazioni nette di energia elettrica	7,6	9,8	9,8
Petrolio °	92,5	92,0	73,9
Fonti rinnovabili	8,5	12,9	19,3
Totale	162,7	185,9	180,2

Fonte: Unione Petrolifera, Relazione annuale 2010; Ministero Attività Produttive, BEN 2004.

° I valori successivi al 1990 includono l'orimulsion impiegato per la produzione di elettricità.

Nel 2009 l'Italia ha prodotto circa 69,3 TWh di elettricità da fonti rinnovabili, pari al 19,6% del totale di energia elettrica richiesta, con ben il 15,8% proveniente da fonte idroelettrica e la modesta restante parte data dalla somma di geotermico, eolico, biomassa, etc (tabella 2).

Sebbene nel corso degli ultimi decenni la quantità di energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili sia aumentata - dai circa 48 TWh del 1960 ai 67,5 TWh del 2009 - il suo contributo alla produzione nazionale di energia elettrica è sensibilmente diminuito, passando dall'86% del 1960 a circa il 20% del 2009, soprattutto per effetto della progressiva diminuzione dell'apporto della fonte idroelettrica e del preponderante ruolo dei combustibili fossili (tabella 3).

Le motivazioni sono da ricondursi alla crescente richiesta di energia elettrica determinata dalla progressiva industrializzazione, prima, e terziarizzazione, dopo, del nostro Paese, anche in aree povere di risorse idriche, dove si è reso necessario il ricorso ai combustibili fossili (ENEA, 2010).

Tabella 2 - Produzione nazionale di energia ottenuta dalle principali fonti rinnovabili (GWh)

Fonte	2008	2009	2009/2008
Idroelettrica	47.226,5	53.442,7	13,2%
Geotermica	5.520,3	5.341,8	-3,2%
Eolica	4.861,3	6.542,9	34,6%
Fotovoltaica	193,0	676,5	250,6%
Totale	57801,1	66003,9	12,4%

Fonte: Terna

Tabella 3 - Produzione di energia elettrica in Italia (TWh)

	1960	1970	1980	1990	2000	2009
Termoelettrica	8,0	70,2	133,4	178,6	220,5	216,1
Rinnovabili (Idro., Geo., Eolica, Fotovoltaica, etc)	48,2	44,0	50,2	38,3	56,2	67,5
Nucleare	-	3,2	2,2	-	-	-
Totale	56,2	117,4	185,8	216,9	276,70	283,6

Fonte: Terna

L'analisi dei dati fa emergere le debolezze strutturali del settore delle rinnovabili a livello nazionale che ha ora più che mai bisogno di essere supportato da meccanismi di intervento pubblico per cercare di raggiungere l'obiettivo vincolante imposto dal legislatore europeo.

Il ruolo dei meccanismi di sostegno per l'affermazione delle fer

Ai profondi cambiamenti introdotti nell'ambito del settore energetico, dagli anni '80 ad oggi, ha contribuito anche l'intervento pubblico con azioni volte alla promozione delle fonti di energia rinnovabili per migliorare la competitività delle fer rispetto alle fonti convenzionali a livello nazionale.

I sistemi di incentivazione sono, infatti, strumenti utili a cui si ricorre per rendere più sostenibili gli investimenti da parte degli operatori economici per la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Nella pratica, due sono le modalità di intervento per la valorizzazione del settore delle rinnovabili; la prima può essere volta ad aumentare i costi di produzione dell'energia elettrica da fonti convenzionali, rendendo così indirettamente le rinnovabili più competitive. Tale modalità di incentivazione è di tipo indiretta¹. La seconda, invece, è volta alla diminuzione dei costi o all'aumento dei ricavi di produzione dell'energia da fonti energetiche rinnovabili. Tali sistemi di incentivazione sono di tipo diretto. L'intervento pubblico, come è noto, trova la sua giustificazione nei fallimenti del mercato delle fonti rinnovabili e le ragioni che allontanano il mercato dall'allocazione ottimale delle risorse sono riconducibili ad aspetti ambientali e ad elementi complessi da prevedere, soprattutto collegati alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico di lungo termine. Le imperfezioni di mercato possono essere corrette in molti modi e, in particolare, nell'ambito del sistema energetico gli strumenti disponibili sono riconducibili a regole, standard, strumenti economici, certificati verdi, accordi volontari, promozione e diffusione dell'informazione. L'applicazione di tali strumenti determina il successo o l'insuccesso della politica di sostegno adottata ed è condizionata dal sussidio che può essere unitario o totale, fisso o variabile (per tecnologia, per taglia di impianto, etc.).

In riferimento all'ampio scenario caratterizzato da eterogenei sistemi di incentivazione delle rinnovabili, diffusi in ambito nazionale e comunitario, si può proporre - in base ad alcuni fattori, che vanno dalla tipologia di incentivo, al grado di maturità tecnologico, all'arco temporale, etc - la seguente classificazione:

- i sistemi definiti REFIT (ovvero *Renewable Feed in Tariff* o più comunemente definiti *Feed in Tariff*), che fissano il prezzo di acquisto o il premio attribuito ad una certa quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;
- i sistemi che fissano la quantità di FER da produrre e/o acquistare. Il decisore pubblico obbliga i produttori o i venditori ad avere rispetto al totale dell'energia prodotta o venduta, una certa quota di energia rinnovabile. Un tipico strumento per dissociare il rispetto dell'obbligo dallo sviluppo in proprio della produzione da fer ed è il sistema dei Certificati Verdi (*market based*);
- i sistemi che partono dalla fissazione degli incentivi totali per le fer per definire concretamente le modalità di erogazione (ad esempio, attraverso le aste), un sistema questo poco noto e spesso trascurato.

Nel corso del tempo sono stati adottati, se pur con tempi e modalità differenti nell'ambito dei diversi paesi europei e, in particolare, in Italia numerosi programmi volti ad una più incisiva affermazione delle fonti rinnovabili, favoriti dal processo di liberalizzazione e trasformazione dei mercati energetici.

Infatti, ai meccanismi più noti quali quelli *Renewable Feed in Tariff* e/o *market based*, si sono affiancati altri incentivi meno diffusi rispetto ai precedenti, ad esempio i finanziamenti in conto capitale, le aste, le agevolazioni fiscali, etc.

Uno dei primi meccanismi di sostegno di incentivazione dell'efficienza energetica e delle fonti energetiche rinnovabili risale al 1982, allorché fu emanata a livello nazionale la Legge 308. Per la lentezza nella sua applicazione e tanti altri ostacoli, di carattere politico, economico, tecnico, tale sistema è stato ben presto abbandonato. Dopo circa anni 10 anni, un ulteriore tentativo si ebbe attraverso la Legge 10/91, rimasta inapplicata per mancanza di finanziamenti. Sempre in quel periodo, nel 1989 il Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) per la prima volta introdusse un sistema incentivante *Feed in Tariff* con il provvedimento Cip 15/89, modificato subito dopo con il provvedimento 34/90 (Ciò A. *et al*, 1989).

Tuttavia, bisogna attendere la Legge 9/91 e il provvedimento attuativo Cip 6/92 per l'introduzione di un sistema di sostegno REFIT. Il "successo" però del Cip 6/92 si spiega con l'inclusione delle cosiddette "fonti assimilate" (cogenerazione, etc) tra quelle incentivabili. Infatti, esso non è stato

¹ In Italia esistono anche sistemi di incentivazione indiretta, quali ad esempio le accise sui combustibili, etc.

determinante ai fini del decollo delle fonti rinnovabili, ma ha contribuito a sviluppare sistemi produttivi basati su fonti assimilate, in particolare, impianti di cogenerazione e cicli combinati.

Dopo l'esperienza controversa del meccanismo distorto Cip 6, l'Italia ha deciso di abbandonare il sistema del REFIT per passare a quello delle quote, ma con una eccezione: l'incentivazione degli impianti fotovoltaici (De Paoli L. *et al.*, 1999)

Infatti, in considerazione dell'impossibilità di realizzare impianti solari fotovoltaici sulla base di una incentivazione uguale a quella delle altre fer, il legislatore nel recepimento della Direttiva 2001/77/CE ha previsto anche un sistema di incentivazione speciale per tale fonte ed è stato introdotto il meccanismo denominato "Conto Energia".

Successivamente al Cip 6/92, nel 1999 è stato istituito il sistema dei Certificati Verdi (CV) con il Decreto Legislativo 79/99 (definito Decreto Bersani) che ha sancito, tra l'altro, la liberalizzazione del settore elettrico. Con il Decreto Bersani è stato introdotto il sistema dei certificati verdi, ovvero un meccanismo che introduce l'obbligo per i produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali di immettere in rete una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Tale quota può essere realizzata direttamente dal soggetto interessato oppure acquistata attraverso la contrattazione di certificati verdi; questi ultimi sono titoli annuali al portatore, del valore di 1 MWh, liberamente negoziabili, disgiunti dalla corrispondente energia elettrica "verde" che deve essere realizzata attraverso la valorizzazione energetica delle fer.

Il Conto Energia, invece, incentiva l'energia elettrica prodotta esclusivamente dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni. E' una forma di sostegno differente a seconda della potenza dell'impianto e del suo livello di integrazione architettonica. Il conto energia istituito nel 2005 è stato già più volte modificato e, dal primo giugno 2011, entrerà in vigore il IV Conto Energia. Esso prevede una tariffa fissa (ma differenziata) che può essere riconosciuta sia a piccoli impianti (fino a 1000 kW su edifici, fino a 200 kW in regime di Scambio sul Posto²) che a grandi impianti (oltre 1 MW). Attraverso la diffusione del IV Conto Energia, il Governo ha previsto di sviluppare impianti sul territorio nazionale, entro il 2016, pari ad una potenza installata di 23.000 MW. Inoltre, si prevede che tale sistema di sostegno permetterà di raggiungere la *grid parity*, oltre che permetterà all'attuale sistema di traghettare verso un riequilibrio degli incentivi e la loro graduale scomparsa (GSE, 2011).

Al fine di completare il quadro degli incentivi propriamente detti, a partire dal 2009, ad esclusivo vantaggio degli impianti più piccoli (di potenza inferiore ad 1 MW) è stato introdotto un nuovo strumento, ovvero la Tariffa Onnicomprensiva, cui è possibile accedere in alternativa al sistema dei Certificati Verdi. Ai mini impianti è, infatti, concessa la facoltà di optare per determinate tariffe di ritiro dell'energia immessa in rete, differenziate per fonte e riconosciute per un periodo di quindici anni (Malandrino O., 2009).

Ai suddetti sistemi, dal 2009, sono state affiancate, in merito al regime di cessione dell'energia elettrica, particolari forme di incentivazione, quali il Ritiro Dedicato e lo Scambio sul Posto. Il Ritiro Dedicato è una modalità semplificata, a disposizione dei produttori, per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa.

Lo Scambio sul Posto, invece, è un servizio che viene erogato dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) su istanza degli interessati. Esso consente al soggetto che abbia la titolarità o la disponibilità di un impianto, la compensazione l'energia elettrica prodotta e immessa in rete e l'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

² Ai suddetti sistemi, dal 2009, sono state affiancate, in merito al regime di cessione dell'energia elettrica, particolari forme di incentivazione, quali lo Scambio sul Posto e il Ritiro Dedicato. Lo Scambio sul Posto è un servizio che viene erogato dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) su istanza degli interessati. Esso consente al soggetto che abbia la titolarità o la disponibilità di un impianto, la compensazione l'energia elettrica prodotta e immessa in rete e l'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Il Ritiro Dedicato è, invece, una modalità semplificata, a disposizione dei produttori, per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa.

Alcune considerazioni conclusive

Le incertezze legislative che attualmente connotano il panorama energetico a livello nazionale derivano dalla recente emanazione del cosiddetto Decreto sulle rinnovabili e dalla sua completa attuazione che potrà essere raggiunta solo attraverso la predisposizione di numerosi decreti attuativi. Tali incertezze sono collegate soprattutto all'introduzione di un sistema di regolazione degli incentivi, rivisti in molti aspetti rispetto a quelli tuttora in vigore, e alla loro graduale eliminazione. Sono scomparsi, in particolare, i limiti alla produzione da fer ed è stato predisposto un sistema di regolazione automatico degli incentivi, in relazione alla potenza installata che entrerà in vigore a partire dal 2013. Altro aspetto nevralgico introdotto è quello relativo all'erogazione dell'incentivo, previsto dal momento dell'entrata in esercizio dell'impianto, con la garanzia del rispetto dell'iter di connessione da parte del gestore di rete.

Alla luce dei recenti orientamenti legislativi, appare quanto mai difficile raggiungere l'obiettivo vincolante pari al 17% di impiego di fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia elettrica, termica e per il settore dei trasporti, assegnato all'Italia per il 2020.

Quindi, se da un lato, nell'ambito del sistema energetico nazionale, si ha evidenza di notevoli progressi sul piano tecnologico, dall'altro, il quadro regolatorio appare sempre più incerto e insicuro. Infatti, sono stati modificati i livelli degli incentivi, anche per gli impianti già autorizzati ed in costruzione; si prevedono tempi sempre più lunghi per ottenere le autorizzazioni e gli allacciamenti alla rete; sono cambiate anche le regole per il ritiro dei CV ed è variata anche la modalità di attribuzione degli incentivi per alcuni impianti in base alla taglia.

Sono cambiati, tutti o quasi tutti, i parametri di riferimento per suggerire delle affidabili scelte per le varie fonti di energia per il prossimo decennio. Tali aspetti minacciano seriamente lo sviluppo e la redditività futura del settore delle rinnovabili, infatti, tra speranze ed incertezze, continueranno a svilupparsi, ma con una redditività sempre più bassa.

Gli operatori della filiera mostrano una scarsa fiducia nel mercato, benché apparentemente fondato su regole certe e predefinite che garantiscono la trasparenza e la sicurezza delle transazioni, al fine di limitare le asimmetrie informative e facilitare le scelte di investimento.

Inoltre, dall'analisi dei fallimenti dei diversi strumenti di incentivazione si può tentare qualche giudizio. Infatti, alla luce dell'esperienza nazionale il sistema della fissazione di un certo ammontare di incentivi da erogare in un dato arco temporale, ha presentato e presenta numerosi problemi legati soprattutto agli elevati costi fissi di ingresso per gli sviluppatori. Quest'ultimo scoraggia le iniziative di piccola dimensione che sono una delle caratteristiche delle fonti rinnovabili e del tessuto economico del nostro paese. In Italia vi è poi un altro problema che aumenta i costi di transazione: la Pubblica Amministrazione non è probabilmente in grado di gestire una mole notevole di domande, di controllare le iniziative e di erogare in modo efficiente i contributi.

Occorre però sottolineare che, al di là dei meccanismi, dei fallimenti, delle difficoltà di applicazione che si sono incontrate, i fattori di successo per lo sviluppo di parchi di generazione elettrica fondato sull'impiego delle fonti energetiche rinnovabili sono strettamente condizionate dalle politiche di sostegno e dalla capacità delle amministrazioni pubbliche di garantire l'effettiva realizzazione degli impianti. I recenti orientamenti, tuttavia, sono volti a ridurre progressivamente gli incentivi finanziari per lo sviluppo delle fer per traghettare il sistema produttivo energetico verso la diffusione di interventi più complessi di governo dell'energia caratterizzati da una maggiore competitività, da un'ampia diffusione degli impianti alimentati da fer e da una loro corretta integrazione a livello territoriale.

Bibliografia

Clò A., Goldoni G. (a cura di), *Il provvedimento CIP 15/89: obiettivi, contenuti, risposte*, Sintesi Editrice, Brescia, 1989.

De Paoli L., Lorenzoni A. (a cura di), *Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione*, FrancoAngeli, Milano, 1999.

DG-TREN, EU Energy Security and Solidarity Action Plan: Second Strategic Energy Review, Bruxelles, November 2009.

ENEA, Rapporto energia e ambiente 2009 – Analisi e scenari, Roma, Luglio 2010.

EREC, Renewable Energy Target for Europe-20% By 2020, Bruxelles, 2006.

EU Council and Parliament, Directive on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources, Bruxelles, 2011.

GSE-IEFE, Prospettive di sviluppo delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica, Roma, 14 maggio 2009

GSE, IV Conto Energia, maggio 2011, tratto da www.gse.it/com_esterne/Pubblicazioni/Documents/IVContoEnergia2011.pdf, 2011.

Malandrino O., Sica D., "Renewable Energy Sources – The Italian Scenario: Opportunities and Limits", International Association for Energy Economics, Second Quarter 2009, 1-3.

Malandrino O., "I meccanismi di incentivazione delle FER nello scenario comunitario", Atti del XXIV Congresso Nazionale delle Scienze Merceologiche, Torino, 23-25 giugno 2009.

Ministero delle Attività Produttive, BEN 2004, tratto da www.sviluppoeconomico.gov.it/, 2011.

Presidenza del Consiglio dei Ministri, Energia: temi e sfide per l'Europa e per l'Italia, Position Paper del Governo Italiano, 10 settembre 2007.

Proto M., Sica D., Malandrino O., "The Italian approach to improving energy efficiency: the White Certificates Scheme", Journal of Commodity Science, Technology and Quality, 2010, 22-46.

Terna, Statistiche del Sistema Elettrico, tratto da http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche.aspx, 2011.

Unione Petrolifera, *Relazione annuale 2010*, tratto da <http://www.unione petrolifera.it/it/pubblicazioni>, 2011

Summary

THE NEW SCENARIO OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN ITALY

The dynamic trends of national energy policies have evidenced, in recent years, a strong commitment towards new scenarios based on more widespread diffusion of renewable energy sources.

In the awareness of their crucial role for achieving synergic objectives in terms of the diversification of energy sources, security of supply and the reduction of environmental impact of the energy chain and greater levels of competitiveness.

The paper aims to analyze in a critical key incentives for promoting renewable energy sources in Italy, in the light of recent legislative dispositions.

SHALE GAS: QUALI PROSPETTIVE NEL PANORAMA ENERGETICO INTERNAZIONALE?

GIOVANNI MAPPA, STEFANIA MASSARI
Dip. SAGA, Facoltà di Economia - Università del Salento
Ecotekne, Via per Monteroni, 73100, Lecce
e-mail: giovanni.mappa@unisalento.it, stefania.massari@unisalento.it

Riassunto

Il gas non convenzionale, che comprende tight gas, coal bed methane e shale gas, rappresenta oggi una potenziale enorme risorsa di gas a livello mondiale. Lo shale gas, che si trova in particolari formazioni argillose di tipo scistoso, ha richiamato, in questi ultimi anni, l'attenzione da parte di molti Paesi, in seguito allo sfruttamento commerciale che si sta verificando negli USA, dal 2005. Ciò è stato possibile grazie agli avanzamenti in quelle che sono considerate le tecnologie chiave: la fratturazione idraulica e la perforazione orizzontale. D'altro canto, l'uso di queste tecnologie è accompagnato da gravi rischi di inquinamento delle risorse idriche e ciò ha iniziato a costituire un grosso ostacolo alle attività di sviluppo dello shale gas. Sebbene al momento la produzione sia presente solo in Nord America, a livello internazionale c'è un grosso fermento e molti Paesi sono impegnati in attività di ricerca ed esplorazione delle formazioni argillose presenti in varie aree geografiche.

Introduzione

Il settore energetico a livello globale sta attraversando un periodo di grandi cambiamenti che derivano dalle crescenti pressioni competitive e dalle preoccupazioni legate ai costi, alla sicurezza degli approvvigionamenti e alle questioni ambientali. Qualsiasi discussione sull'energia deve pertanto partire dall'analisi della disponibilità e del tipo di risorse energetiche primarie, tenendo in considerazione le tecnologie per la loro esplorazione, produzione ed utilizzo, associate ai costi ed ai relativi impatti ambientali e sociali.

Con l'aumento della domanda mondiale di energia, il gas naturale ha assunto un importante ruolo strategico ed i mercati di gas a livello globale continuano ad espandersi con una rapidità maggiore che per qualsiasi altro combustibile fossile. La percentuale di gas nel mix energetico globale è attualmente di circa 21% e si prevede che al 2030 aumenti del 17% rispetto al 2007 (IEA, 2009). Sebbene si pensi che le restanti risorse di gas naturale siano sufficienti a soddisfare qualsiasi aumento della domanda nel 21° secolo, i costi per sviluppare nuove risorse sono destinati ad aumentare, visto che la capacità produttiva mondiale esistente dovrà essere sostituita entro il 2030, a causa dell'esaurimento dei giacimenti oggi utilizzati (Economides M.J., Wood D. A., 2009).

Per quanto detto, sono evidenti i motivi che hanno spinto i vari Paesi a rivolgere sempre più la propria attenzione verso le cosiddette risorse di gas non convenzionale, che comprendono lo *shale gas* (gas da argille), il *tight gas* (gas in depositi clastici a bassa permeabilità) ed il *coal bed methane* (gas da carbone). A tutt'oggi non esiste un'unica definizione di gas "convenzionale" e "non convenzionale", ma si può far riferimento almeno a due definizioni, di cui una di natura economica ed un'altra tecnica, usata da ingegneri e geologi. In termini economici si definisce gas non convenzionale quello che non può essere prodotto a tassi e volumi economicamente convenienti, a meno che il pozzo non sia stimolato con massicci trattamenti di fratturazione e/o con speciali processi di recupero. La definizione tecnica si basa, invece, sulla natura della formazione rocciosa di accumulo, secondo la quale il gas non convenzionale è quello presente in strati continui di rocce caratterizzate da bassa permeabilità, invece che essere racchiuso in un tipica trappola (Correa Guetierrez et al, 2009). Tra le varie risorse di gas non convenzionale, negli ultimi cinque anni, sta riscuotendo un interesse particolare lo *shale gas*, soprattutto a seguito della produzione avviata negli Stati Uniti. I volumi potenziali di gas che potrebbero essere estratti dalle formazioni argillose sono enormi.

Origine e processi di produzione

Quando si parla di *shale gas* (gas da argille scistose), ci si riferisce al gas formato in situ ed intrappolato in particolari formazioni rocciose sedimentarie di tipo scistoso, costituite in seguito alla trasformazione di depositi di fango, limo, argilla e materiali organici sottoposti a pressioni e temperature elevate. Tali

formazioni sono tipicamente ricche di materiali organici, con uno spessore che oscilla tra le decine e le centinaia di metri, distribuite in maniera continuativa su vaste aree geografiche e che rappresentano sia l'origine che la trappola che il serbatoio di gas non convenzionale (Boyer C.M. et al, 2005).

In passato, a tali scisti relativamente impermeabili veniva attribuito esclusivamente il ruolo di rocce madri o quello di barriera per il gas che è migrato nel tempo verso altre rocce permeabili, tipo i carbonati, e che costituiscono i giacimenti attualmente sfruttati per la produzione di gas convenzionale. Pertanto, mentre nei giacimenti tradizionali il gas ed il petrolio migrano dalla roccia madre verso la trappola, costituita da carbonato o arenaria, nei giacimenti di gas non convenzionale, gli idrocarburi si trovano direttamente nelle rocce di origine, dove sono stati prodotti.

Il gas che si trova nelle argille ha sia un'origine termogenica, dovuta alla maturazione termica del kerogene, così come avviene nella formazione dei giacimenti petroliferi tradizionali, che un'origine più recente biogenica, dovuta all'attività di batteri metanogeni. Nella formazione termogenica, si possono poi distinguere tre possibili processi: la decomposizione del kerogene a gas e bitume; la decomposizione del bitume in gas ed olio; il cracking secondario dell'olio in gas ed in un residuo bituminoso (Boyer C. et al, 2006). Queste formazioni argillose hanno una struttura scagliosa a lamine sottili, rigida ma abbastanza fragile da poter essere facilmente rotta in sottili strati paralleli. Il grado di sviluppo delle fratture naturali nelle argille scistose, caratterizzate normalmente da una bassa permeabilità della matrice, determina il livello di produttività di gas dei giacimenti (Gale F.W.J. et al, 2010). Nei giacimenti di *shale gas*, infatti, i sistemi di fratture di origine tettonica costituiscono la via principale per la circolazione dei fluidi all'interno ed il flusso dalla matrice alle fratture è regolato sia dalla diffusione che dalla permeabilità. Il gas si trova in questi giacimenti argillosi sia come gas libero nei micropori intergranulari, sia come gas disciolto nel kerogene e nel bitume e sia come gas adsorbito sulla superficie delle particelle di matrice organica e di argilla; la dominanza di una forma sull'altra è molto variabile, a seconda del tipo di giacimento (Ross D.J.K., Bustin R.M., 2009). A seconda, poi, della prevalenza della forma libera su quella adsorbita, varia significativamente l'andamento della produzione del giacimento; per la stima del volume di produzione bisogna comunque tener conto di tutte le forme in cui è presente il gas. La densità di gas varia generalmente tra 2,1 e 2,5 g/cm³. Tra le varie formazioni argillose ricche di sostanza organica c'è una grande variabilità sia verticale che spaziale ed inoltre le dimensioni della maggior parte delle particelle, sia organiche che inorganiche, sono sub-micrometriche; tutto ciò rende la caratterizzazione dei giacimenti e la valutazione della produttività molto più complessa rispetto ai giacimenti di gas convenzionale. Dall'esperienza maturata negli Stati Uniti, risulta una forte variabilità, tra un'area ed un'altra, di cinque parametri chiave: maturità termica, frazione di gas adsorbito, spessore del giacimento, contenuto di carbonio organico totale (COT) e volume di gas inizialmente presente in posto (*gas in place*, GIP) (Curtis B.J., 2002). E' perciò importante comprendere la natura geologica, sedimentologica ed organica-geochimica delle formazioni argillose e a tale scopo numerose tecniche sono state impiegate negli anni. Storicamente la microscopia ottica è stata utilizzata per la caratterizzazione della materia organica presente nei sedimenti, mentre i metodi analitici più usati per la stima del contenuto di kerogene e del livello di maturità delle rocce sono: la determinazione del COT, la pirolisi Rock-Eval, la pirolisi-gascromatografia e le misure di riflettanza della vitrinite (Hartwig A. et al, 2010). Studi più recenti suggeriscono l'utilizzo di particolari tecniche di microscopia per la caratterizzazione, chimica e strutturale, delle particelle su scala nanometrica (Bernard S. et al, 2010).

Un parametro fondamentale per la valutazione economica e la conseguente coltivazione del giacimento è rappresentato dalla misura della capacità di adsorbimento del gas sulle superfici interne dei micropori della matrice; errori anche piccoli nel calcolo di questa capacità possono risultare in errori sostanziali nel momento in cui il valore viene estrapolato su scala di giacimento, determinando un forte impatto sulle previsioni economiche del giacimento stesso (Ross D. J. K., Bustin R.M., 2007). I migliori giacimenti di argille risultano essere quelli con bassi livelli di saturazione di olio ed acqua, un'elevata saturazione interstiziale di gas ed una maggiore permeabilità. In giacimenti sub-saturati, conoscere il livello di saturazione è fondamentale per l'economia dell'estrazione, dal momento che tale valore determina il livello critico di pressione a cui sfruttare il giacimento, per consentire il deadsorbimento del gas. A causa della bassa permeabilità delle argille scistose, per poter produrre gas in quantità commercialmente rilevanti, è necessario utilizzare nei giacimenti tecniche di fratturazione idraulica multistadio (*hydro-fracking*) e di perforazione orizzontale (*horizontal drilling*) (Chesapeake Energy, 2011). A tal fine è fondamentale conoscere le proprietà chimico-fisiche ed il livello di stress nella crosta terrestre, cioè il modello geomeccanico del giacimento, nonché scegliere la più opportuna tecnologia di completamento dei pozzi.

Per ciò che concerne la produzione di *shale gas*, tutta la conoscenza ad oggi acquisita deriva dall'esperienza americana. Qui le tecnologie considerate più efficaci in tutti i tipi di aree argillose comprendono la trivellazione di numerosi lunghi pozzi orizzontali che si dipartono da una singola posizione in superficie e

dalla fatturazione della roccia ad intervalli multipli. La lunghezza delle sezioni laterali orizzontali varia da meno di 1000 metri a più di 2000 metri per pozzo ed attualmente il numero di pozzi trivellati per ciascun campo è di circa 1 ogni 6-8 ettari, ossia 16 pozzi per km² (Boyer C.M. et al, 2005).

La fratturazione idraulica avviene attraverso il pompaggio ad elevata pressione di fluidi, a bassa viscosità e a base acquosa, a cui segue l'iniezione di sostanze di sostegno (*proppant*), i cui grani si fissano nelle fratture, mantenendole aperte una volta che il pompaggio di fluidi è terminato. Questa operazione viene ripetuta più volte in ciascun pozzo. Per impiegare con successo la fatturazione idraulica, che ha lo scopo di collegare al pozzo le fratture naturali presenti nelle argille, è necessario conoscere approfonditamente quali siano le zone con elevato contenuto di sostanza organica ed elevata fragilità alla rottura, al fine di allargare l'apertura di trivellazione e permettere la propagazione delle fratture attraverso la roccia (Soroush H. et al, 2010). Nel momento in cui un pozzo inizia ad avvicinarsi al punto in cui la produzione non è più economicamente conveniente, si può impiegare la tecnica della rifratturazione.

Dal momento che le proprietà fisiche e geologiche variano significativamente da campo a campo ed anche all'interno dello stesso campo di produzione, la variazione in produttività da pozzo a pozzo è significativamente maggiore di quella che si riscontra nei giacimenti convenzionali. Tutti i pozzi, poi, indipendentemente dalla produttività specifica, presentano un caratteristico picco di produzione con un successivo repentino declino nei primi anni; entro i primi 3 anni la produzione si abbassa del 50%, per cui è necessario mantenere l'attività di perforazione per sostenere il plateau di produzione raggiunto nei primi anni. Per queste ragioni la relazione tra investimento, produzione e cash-flow è decisamente differente rispetto allo sviluppo di campi di produzione di gas convenzionale (IEA, 2009). Per quanto concerne gli shales, la maggior parte dei costi di capitale per la perforazione ed il completamento dei singoli pozzi viene recuperata in pochi anni, ma per poter sostenere la produzione negli anni successivi, le attività di perforazione non possono essere interrotte.

Attuale produzione e prospettive di sviluppo

Ciò che molti ancora chiamano "gas non convenzionale" in realtà oggi rappresenta per alcuni Paesi una risorsa "abbastanza" convenzionale, ricoprendo un importante ruolo nella produzione di energia, al punto che l'attuale produzione di gas negli USA è coperta per il 50% da *coalbed methane, tight gas e shale gas*; tra queste risorse, lo *shale gas* mostra il più alto tasso di crescita (Chew K., 2010). Negli USA, nel 1990, lo *shale gas* contribuiva a soddisfare la domanda totale di gas statunitense per 1,4%, mentre al 2009 la sua percentuale era del 14,3%, con previsioni al 2035 del 24% (EIA, 2010).

Secondo studi geologici, esistono 688 formazioni argillose distribuite in 142 bacini nel mondo, anche se sono ancora poche quelle per le quali è stato riconosciuto un potenziale produttivo e queste ultime sono localizzate soprattutto nel Nord America. I cosiddetti "Magnifici sette" sono i maggiori bacini argillosi attualmente sfruttati e sono localizzati in USA (*Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, Fayetteville*) ed in Canada (*Horn River, Montney*) (Arthur J. D., 2008).

Le stime più recenti indicano che le riserve provate mondiali di gas non convenzionale si aggirano intorno a valori di $180 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$, mentre le risorse di gas da argille scistose risultano essere circa $456 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$, rispetto ai $187 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ di gas convenzionale (World Energy Council, 2010). Come si evince dalla Tab.1, in molte aree geografiche del mondo sono presenti notevoli quantità di *shale gas*, potenzialmente in grado di stravolgere gli attuali livelli di produzione di vari Paesi (Holditch S.A., Madami, H, 2010). Risulta opportuno precisare, comunque, che esiste una forte variabilità nelle stime e che nella maggior parte dei Paesi le risorse di gas da argilla non sono state ancora quantificate su base nazionale (The National Petroleum Council, 2007).

Tab.1 Distribuzione globale di shale gas nei giacimenti non convenzionali

<i>Area geografica</i>	10^{12} m^3	<i>Area geografica</i>	10^{12} m^3
Medio oriente e Nord Africa	72	Asia meridionale	0
Africa Sub-Sahariana	8	Altri Asia -Pacifico	9
Ex Unione Sovietica	18	Nord America	109
Totale Asia-Pacifico	174	America Latina	60
Asia centrale e Cina	100	Europa	16
Area OCSE Pacifico	65	Totale mondo	456

Fonte: Elaborazione personale su dati Holditch et al, 2010

L'utilizzo di gas non convenzionale ha una lunga storia, che risale al 1821, con la prima produzione commerciale di gas, che veniva estratto dalle argille presenti nell'*Appalachian Devonian Shale* vicino Fredonia, New York. Da quel momento, fino agli anni '80 del secolo scorso, le risorse di gas non convenzionale, però, non hanno suscitato grande interesse per i produttori di petrolio e gas, che invece si sono concentrati su risorse di tipo convenzionale. Soltanto negli anni '90, per sopperire all'esaurimento dei giacimenti tradizionali, in concomitanza alla crescita di domanda, l'industria si è rivolta prima al *coal-bed methane* e successivamente allo *shale gas* (Kuhn M., 2010). La crescita nell'esplorazione delle risorse di gas non convenzionale negli USA, nell'ultimo decennio, è stata inizialmente guidata dagli alti prezzi del gas che si sono registrati a partire dal 2005 e che hanno trasformato tali risorse in un nuovo appetibile business per alcune compagnie petrolifere di medie dimensioni, quali Devon Energy, Chesapeake Energy e XTO Energy. Tali compagnie sono in realtà sopraggiunte dopo decenni di lavoro svolto da numerosi piccoli gruppi indipendenti che hanno assunto il rischio di investire in attività di ricerca e sviluppo per l'estrazione di *shale gas* (Kuuskraa Vello A., Scott H. S., 2009). Con lo sfruttamento del *Barnett Shale*, in Texas, dove oggi si contano 14.000 pozzi (il tasso di crescita di produzione in questa formazione argillosa è stato del 3000% tra il 1998 ed il 2007), il potenziale di questo tipo di risorse si è reso poi evidente anche a livello globale, invogliando numerose compagnie petrolifere straniere ad investire in questo nuovo business (Jarvie D.M., 2010). Alla base di questo forte interesse nella produzione di *shale gas* ci sono varie motivazioni, tra cui il declino nella produzione di giacimenti tradizionali ed il desiderio di aumentare il livello di sicurezza energetica e quindi la necessità di sviluppare fonti energetiche interne. I driver principali, che hanno permesso a tali risorse di divenire il "game changer" al tavolo della produzione di energia, sono stati comunque gli avanzamenti registrati in questi ultimi anni nelle tecnologie di perforazione e di completamento dei pozzi, che hanno reso possibile lo sfruttamento commerciale delle argille. Sebbene l'eco di quanto stia accadendo in Nord America si sia diffuso in tutte le regioni del globo, la maggior parte degli studiosi dubita, però, che lo *shale gas* possa avere nei prossimi anni un paragonabile impatto in altri Paesi. Nonostante ciò, altre aree geografiche, quali Cina, India, Australia ed Europa, grazie al potenziale delle loro risorse, hanno attirato l'attenzione di vari attori economici e politici per le possibili conseguenze che il loro sfruttamento potrebbe determinare sul mercato globale di gas. Mentre l'Australia ha già pianificato una serie di progetti per la produzione delle tre tipologie di gas non convenzionale, tra cui anche lo *shale gas* (allo scopo di coprire, al 2020, con questo tipo di gas il 45% della propria capacità di esportazione di GNL), in India ed in Cina lo sviluppo di *shale gas* è ancora ad un livello iniziale. A differenza della Cina, però, l'India non ha ancora nessuna pianificazione temporale circa l'inizio di un'eventuale attività di produzione. Al momento sono state identificate in India quattro regioni con un potenziale interessante di riserve di *shale gas*: la regione di Assam Arakan, il Bacino di Cabay, il Bacino di Krishna Godavari e la regione di Vindhya (FACTS Global Energy Inc, 2011). In Cina, in seguito a degli studi effettuati nelle quattro province dove sono localizzati i maggiori bacini di argille, risulta che il potenziale di gas in posto (GIP) negli *shales* si aggira intorno ai $30,7 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ (Honglin L. et al, 2009); in realtà ciò non è stato formalmente provato e le stime si basano su correlazioni di parametri geologici (Caineng Z. et al, 2010). La Cina ha condotto sporadiche attività di ricerca nel settore del gas da argille prima del 1990, ma solo recentemente, a partire dal 2004, è iniziato un piano di investimenti per l'esplorazione e lo sviluppo delle proprie risorse; allo stato attuale non c'è ancora alcuna produzione di *shale gas* in questo Paese. Nel 2009 PetroChina ha firmato il suo primo accordo con la Royal Dutch Shell per una cooperazione ai fini esplorativi delle formazioni di *shale gas* nella Provincia di Sichuan (Zhu W., Duce J., 2010); attualmente anche altre compagnie petrolifere internazionali hanno stretto accordi per investire nell'esplorazione di *shale gas* in Cina (BP, Chevron, Statoil) (FACTS Inc, 2011). E' notizia del 22 gennaio 2011 che anche l'ENI abbia firmato un accordo strategico con Petrochina/CNPC, nel quale viene stabilito un ampio spettro di opportunità di business comuni ad entrambe, per l'esplorazione e lo sviluppo di *shale gas*, sia in Cina che a livello internazionale (Galvani G., 2011). L'ENI condividerà con i partner stranieri le proprie capacità ed il know-how acquisiti nelle precedenti esperienze di collaborazione in USA, tra le quali l'alleanza strategica con QuickSilver Resources Inc., riguardante l'acquisizione di una quota del 27,5% nell'area "Alliance", nella formazione *Barnett Shale*, per la produzione di gas (Eni, 2009). L'interesse di Eni si è rivolto anche verso altre zone potenzialmente ricche di *shale gas*, ed in particolare l'Algeria, dove ha firmato un ulteriore accordo di cooperazione con la società Sonatrach (Agi Energia, 2011). In Europa la situazione è più dinamica che in altre aree geografiche, dal momento che sono già molte le compagnie energetiche coinvolte nelle attività di ricerca ed esplorazione, con la speranza di replicare il modello americano. L'Unione Europea è attualmente impegnata a ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero ed aumentare così la propria sicurezza; in questo lo *shale gas* potrebbe dare un significativo contributo, modificando l'attuale scenario europeo della fornitura di gas. Al momento in Europa sono stati

identificati tre tipi di formazioni sedimentarie argillose: lo *Shale* del Cambriano-Ordoviciano che parte dalla Danimarca e attraversa tutta la Svezia, quello del Siluriano in Polonia e quello del Carbonifero che si estende dal Regno Unito a tutta la Polonia (Schulz H. M. et al, 2010), con un totale di riserve stimate recuperabili dell'ordine di $15 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ (Kuhn M., 2010). Test di perforazione sono già iniziati in Svezia, Polonia, Inghilterra, Francia, Austria, Ungheria e Germania (Horsfield B., 2010). A gennaio 2009 è iniziata la prima fase di un programma europeo di ricerca, multidisciplinare e pluriennale, coordinato dal Laboratorio Nazionale per le Geoscienze in Germania (GFZ), al quale partecipa una task-force multinazionale di esperti con esperienza e know-how maturati in America e co-finanziato da vari gruppi industriali. Tale programma è denominato *GASH* (Gas Shales in Europe) ed è suddiviso in due parti fondamentali: la creazione di un banca dati GIS sui *black shales* europei e lo svolgimento di attività di ricerca sugli elementi ritenuti chiave (comprensione dei processi biologici, chimici e fisici alla base della formazione di *shale gas*), sia a livello regionale che di singolo giacimento, con l'intento di poter predire la presenza di *shale gas*. Tale programma ha fissato degli obiettivi sia a lungo che breve termine, al fine di soddisfare sia le esigenze dei ricercatori che quelle degli sponsor industriali (*GASH*, 2011). *GASH* dovrebbe servire a ridurre le incertezze e migliorare le conoscenze sugli *shales* presenti in Europa, allo scopo di poter iniziare quanto prima un loro sfruttamento commerciale.

Considerazioni ambientali

Parallelamente all'incremento della produzione di *shale gas* negli Stati Uniti, è aumentato in questi ultimi anni il livello di preoccupazione circa il potenziale impatto negativo sull'ambiente e sulla salute umana causato dalle tecniche utilizzate per la sua estrazione. La maggiore paura riguarda il rischio di contaminazione delle risorse di acqua potabile, sebbene ci siano molti altri fattori di impatto che meritano di essere valutati, quali gli effetti sulla qualità dell'aria, l'impatto sugli ecosistemi acquatici e terrestri, i rischi sismici e l'occupazione di vaste aree. In particolare, la città di New York è attualmente impegnata in una campagna di ricerca per la valutazione degli impatti ambientali della perforazione orizzontale e della fatturazione idraulica impiegate nel *Marcellus Shale*, la più grande formazione argillosa degli USA, a confine con la città di New York. Il Dipartimento di Conservazione Ambientale (DEC) aveva già prodotto uno studio a riguardo (Generic Environmental Impact Statement) nel 1992, che è stato poi ritenuto insufficiente, in seguito agli avanzamenti tecnologici ed alla trivellazione in aree non analizzate precedentemente. Nel settembre 2009 è stato pubblicato dal DEC un successivo rapporto (SGEIS), aperto a pubblici commenti (Myers T, 2009). Il DEP (N.Y. City Department of Environmental Protection) ha valutato quanto riportato nel documento e ha concluso che allo stato attuale delle conoscenze, l'uso della fatturazione idraulica e della perforazione orizzontale presenta un rischio troppo elevato per le risorse idriche della città di New York (DEP, 2009). Per far fronte alle crescenti preoccupazioni pubbliche, il Congresso ha invitato l'EPA a condurre uno studio approfondito per stabilire la relazione tra fatturazione idraulica e risorse idriche di acqua potabile. I primi risultati saranno pronti nel 2012 (EPA, 2011).

Al centro dell'attenzione c'è la fratturazione idraulica, che prevede l'iniezione di grandi quantità di acqua pressurizzata insieme ad additivi ed agenti di sostegno, all'interno delle formazioni geologiche, al fine di provocare delle fratture e stimolare conseguentemente il flusso di gas in uscita. Le sostanze che potenzialmente possono contaminare le risorse idriche, e che pertanto devono essere tenute in debita considerazione, riguardano gli agenti chimici presenti nei fluidi di fatturazione, i prodotti che si originano dalla loro degradazione e/o reazione ed anche le sostanze naturalmente presenti nel sottosuolo (ad es. gas e sostanze radioattive) e che possono essere mobilizzate e rilasciate in superficie o nelle falde acquifere, in seguito all'attività di fratturazione (Rubin P., 2010). Gli studi più recenti individuano varie fasi, durante il processo di fatturazione idraulica, che meritano particolare attenzione per il possibile effetto dannoso sulle risorse di acqua potabile e che comprendono: prelievo di grandi volumi di acqua da risorse idriche superficiali e dal sottosuolo, rilasci accidentali di sostanze chimiche durante le attività in superficie, migrazione di sostanze chimiche durante l'iniezione nei pozzi, risalita di sostanze chimiche dal sottosuolo attraverso eventuali fratture create, rilasci accidentali del fluido di fratturazione, contaminazione di suolo e acqua durante le fasi di stoccaggio, trattamento e smaltimento dei reflui provenienti dalle attività di fatturazione idraulica (EPA, 2011). La perforazione orizzontale, normalmente utilizzata per le formazioni argillose, prevede la costruzione di una parte del pozzo verticale, che penetra nel sottosuolo fino alla profondità di 1,6 km, da cui origina una parte orizzontale che si estende per circa 3 km lateralmente; questo consente un'esposizione maggiore delle argille rispetto ad un pozzo verticale, con il vantaggio di creare meno disturbo ambientale in superficie, grazie al fatto che in una particolare area sono necessari meno pozzi per accedere al giacimento. Nella prima fase della fatturazione idraulica, il fluido, di composizione e

concentrazione opportuna, viene pompato giù nel pozzo ad alta pressione; segue l'iniezione di fluido e sostanze di sostegno, variando man mano la concentrazione e le dimensioni delle particelle, ed infine un flusso d'acqua è utilizzato per far fluire via il fluido di fratturazione (Arthur J.D. et al, 2008). Le sostanze chimiche utilizzate nei fluidi di fratturazione hanno una composizione molto varia e molte di queste presentano un elevato grado di tossicità. Tra gli agenti chimici impiegati, a titolo di esempio, si possono citare: oli minerali, acidi vari, gomma di guar, glicole etilenico, ammonio persolfato, benzene, sali di boro, glutaraldeide, isopropanolo... (DOE, GWPC, 2009).

Poiché l'area di fratturazione è solitamente molto vasta, si stima che in media per ciascun pozzo vengano utilizzati più di 3 milioni di litri di fluidi; dal 2005 al 2009 risulta che in 19 Stati americani siano stati iniettati circa 122 milioni di litri di fluidi di fratturazione (Waxman H. et al, 2011). Sebbene la concentrazione totale dei vari agenti chimici nei fluidi sia bassa (0.5-2% in volume rispetto all'acqua), la quantità di sostanze che vengono iniettate è comunque molto elevata e la percentuale di tutti i fluidi pompati che rimane nel sottosuolo oscilla tra il 20 e l'80% (EPA, 2011).

Nella costruzione del pozzo vengono utilizzate varie tubazioni concentriche di acciaio, su più livelli, che lo delimitano e servono ad isolare la formazione geologica da ciò che viene immesso o estratto, fornendo protezione contro la contaminazione durante le fasi di perforazione, completamento e produzione. Le tubazioni di rivestimento, una volta inserite, vengono poi cementate in loco, con lo scopo di sopportare meccanicamente il rivestimento e di agire come barriera alla migrazione dei fluidi lungo le pareti del pozzo. Sebbene oggi in molti Paesi, per la costruzione dei pozzi, vengano richiesti il rispetto di determinati standard di qualità ed il controllo periodico di tali strutture, si possono verificare comunque casi di rotture dovute agli stress meccanici ed alla corrosione (Arthur J.D. et al, 2008). La probabilità che ciò accada è indubbiamente superiore per l'estrazione di *shale gas*, rispetto al gas convenzionale, a causa delle forti pressioni in gioco, alle ripetute attività di fratturazione richieste dalla perforazione orizzontale ed al tipo di agenti chimici impiegati nei fluidi. Episodi di contaminazione di falde acquifere, dovuti alla perdita di integrità dei pozzi, si sono già verificati negli Stati Uniti (Northrup J. L, 2010).

Altre fasi che meritano particolare attenzione, per le possibili conseguenze ambientali, sono lo stoccaggio, il riutilizzo e lo smaltimento dei fluidi recuperati dai pozzi (*flowback*) dopo le attività di fratturazione idraulica. In genere lo stoccaggio viene effettuato in loco, in bacini ed in serbatoi, mentre il trattamento, a cui seguono o il riutilizzo dell'acqua o lo scarico in corpi idrici superficiali, viene effettuato generalmente negli impianti di trattamento delle acque reflue municipali o industriali. Il problema è che tali impianti non sono progettati per trattare effluenti contenenti grandi quantità di sodio, bromo e cloro, e pertanto possono produrre acqua con alti livelli di SDT (sali totali disciolti), che a sua volta può provocare danni agli impianti di potabilizzazione a valle (Veil J. A., 2010). Nel caso in cui non siano disponibili, nella zona di estrazione, impianti di trattamento acque reflue, l'alternativa è quella di immettere i fluidi in particolari siti di iniezione nel sottosuolo o di riutilizzarli per successive attività di fratturazione. Tutte queste opzioni presentano un elevato grado di rischio ambientale.

Per concludere il discorso sugli impatti ambientali associati all'estrazione ed all'utilizzo dello *shale gas*, non bisogna dimenticare il contributo all'effetto serra; secondo alcuni recenti studi, durante la fase di estrazione dello *shale gas*, viene rilasciato in atmosfera almeno il 30% in più di metano rispetto ai pozzi convenzionali. Le maggiori quantità di metano si liberano durante la fratturazione idraulica e la successiva fase di completamento del pozzo (*drill-out*), quando, una volta ridotta la pressione nel pozzo, parte del gas sfugge in superficie seguendo il flusso di ritorno. Si stima che le emissioni di metano nella sola fase di *drill-out* oscillino tra $142 \cdot 10^3$ e $425 \cdot 10^3$ m³ per singolo pozzo. A causa dell'elevato potere climalterante del metano, l'impronta carbonica totale dello *shale gas* in un arco temporale di 20 anni risulta notevole (Howart R.W. et al, 2011). Tenendo in considerazione anche le emissioni di carbonio associate ai vari processi di perforazione, completamento del pozzo e trasporto di acqua e fluidi, si arriva ad un contributo addizionale di emissioni pari a 0,14-1,63 ton CO_{2eq}/TJ di energia estratta dal gas (Tyndall°Centre, 2011) .

Conclusioni

Lo *shale gas* rappresenta oggi una risorsa energetica dalle enormi potenzialità, teoricamente in grado di modificare gli scenari energetici globali e che è diventato negli USA, già da qualche anno, un business redditizio. Le tecnologie, tra cui la perforazione orizzontale e la fratturazione idraulica, che hanno ampiamente migliorato l'economicità delle formazioni argillose negli Stati Uniti, consentendo lo sfruttamento commerciale delle stesse, potrebbero essere prontamente esportate ed adattate ad altre aree geografiche, tra le quali l'Europa. Nonostante ciò, però, gli investimenti necessari in Paesi non americani risultano essere di gran lunga superiori, a causa delle diversità nella struttura geologica delle formazioni di

shales, a cui si aggiungono costi maggiori per l'allestimento e completamento dei pozzi, spesso accompagnati da una regolamentazione mineraria molto più stringente (Kuhm H. M., 2010).

A ciò bisogna aggiungere che la questione ambientale, legata soprattutto alla fase di estrazione dello *shale gas*, con i possibili effetti negativi riguardanti sia la scarsità delle risorse idriche che l'inquinamento dei corpi idrici superficiali e delle falde acquifere, costituisce un grosso ostacolo alle attività di esplorazione, soprattutto in quelle aree geografiche densamente popolate e/o dove la coscienza ambientale collettiva è molto sviluppata, come ad esempio in Europa.

Oltre agli aspetti tecnici ed ambientali, la questione economica costituisce sicuramente una grossa sfida per lo sfruttamento dello *shale gas* in aree diverse da quella americana, poichè il volume di gas estraibile dalle risorse non è ancora stato ben documentato, le attività di esplorazione sono ancora in una fase embrionale, le necessarie infrastrutture per il trasporto sono insufficienti, ed il settore dei servizi di supporto non è molto sviluppato. Non bisogna dimenticare, però, che ciò che sta accadendo negli Stati Uniti, dove lo *shale gas* sta assumendo un ruolo rilevante nello share delle fonti energetiche del Paese, ha già influito sul mercato mondiale di gas, con ripercussioni anche sugli scenari di sviluppo della catena GNL in varie parti del globo.

In conclusione, quindi, si può affermare che anche se ad oggi l'unica attività produttiva di *shale gas* è localizzata in Nord America, tale gas non convenzionale potrebbe contribuire a sostituire significativamente, nel giro di qualche decennio, le risorse di gas convenzionale in declino in molte aree della Terra.

Bibliografia

- Agi Energia, "Eni: intesa con Sonatrach per lo sviluppo shale gas in Algeria", 28 aprile 2011:18.17, www.agienergia.it
- Arthur J. D. Bohm B. and Layne M., "Hydraulic fracturing considerations for natural gas wells of the Marcellus Shale", Presented at The Ground Water Protection Council 2008 Annual Forum, Cincinnati, OH, September 21-24, 2008.
- Bernard S., Horsfield B., Schulz H-M, Schreiber A. et al., "Multi-scale detection of organic and inorganic signatures provides insights into shale gas properties and evolution", *Chemie der Erde* 70 (2010), S3, pp.119-133
- Boyer C., Kieschnick J., Suarez-Rivera R., Lewis R.E., Waters G., "Producing Gas from Its Source", *Oilfield Review*, Autumn 2006, pp.36-49
- Boyer C.M., Frantz J.H., Jenkis C.D., "Enciclopedia degli idrocarburi", Volume III/ Nuovi Sviluppi: Energia, Trasporti, Sostenibilità, Cap. 2.2, Istituto della Enciclopedia Italiana, 2005, pp.57-83
- Caineng Z., Dazhong D., Wang S. et al., "Geological characteristics and resource potential of shale gas in China", *PETROLEUM EXPLORATION AND DEVELOPMENT*, 2010, 37(6): 641-653
- Chesapeake Energy, "Fayetteville Shale Hydraulic Fracturing", Fact Sheet, April 2011, www.chk.com
- Chew Ken, "European Unconventional Gas Plays", Keynote Speech, at the Geology of Unconventional Gas Plays, London, 5-6 October 2010
- Correa Guetierrez F. T., Osorio N., Restrepo Restrepo D. P., "Unconventional natural gas reservoirs", *Energética – Número 41*, Diciembre 2008- Julio 2009, pp.61-72
- Curtis J.B., "Fractured Shale-Gas Systems", *AAPG Bulletin*, November 2002, V.86 No 11, pp.1921-38
- DEP (N.Y. City Department of Environmental Protection), "Comments on the DRAFT Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program", December 22, 2009
- DOE, GWPC, "Modern gas shale development in the United States: a Primer (2009)", www.energyindepth.org
- Economides M. J., Wood D. A., "The state of natural gas", *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 1(2009) 1-13
- EIA (US Energy Information Administration), "Annual Energy Outlook 2010 with Projections to 2035", Report #DOE/EIA-0383(2010), December 2010
- Eni, "Eni firma con Quicksilver Resources un'alleanza strategica nel gas non convenzionale nell'onshore USA", 18/5/2009, www.eni.com/it
- EPA, "Draft Plan to study the potential impacts of Hydraulic Fracturing on drinking water resources", February 7, 2011
- Facts Global Energy, Inc. "Unconventional gas and Implications for the LNG Market", Pacific Energy Summit, Jakarta, Indonesia, 21-23 February 2011, www.nbr.org
- Gale J.F.W, Eichhbl P., Fall A., Laubach S.E., "Natural fractures in shales : timing, sealing, mechanisms of formation, and relevance for shale-gas reservoirs", paper presented at the Geology of Unconventional Gas Plays, London, 5-6 October 2010
- Galvani. G., "Maxi alleanza tra Eni e Petrochina", *Finanza e Mercati*, Il sole24ore, 22 gennaio 2011
- GASH, Gas Shale in Europe, www.gas-shales.org, 2011
- Hartwig A., Könitzer S., Boucsein B., Horsfield B., Schulz H-M, "Applying classical shale gas evaluation concepts to Germany -Part II: Carboniferous in Northeast Germany", *Chemie der Erde* 70(2010) S3, pp.93-106
- Holditch S. A., Madani H., "Global Unconventional Gas - It is there, but is it profitable?", *Journal of Petroleum Technology*, December 2010, pp.42-49
- Honglin L., Hogyan W., Renhe L., Zhaqun, Yingji L., "Shale gas in China: new important role of energy in 21st Century", 2009 International Coalbed & Shale Gas Symposium
- Horsfield B., "Shale gas in Europe: some pragmatic perspectives", Keynote Speech, at the Geology of Unconventional Gas Plays, London, 5-6 October 2010
- Howarth R., Santoro R., Ingraffea A., "Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of natural gas from Shale Formations", *Climatic Change Letters* (in press) Springerlink.com, accepted on March 13th 2011, www.eeb.cornell.edu
- IEA (International Energy Agency), "World Energy Outlook 2009", OECD/IEA 2009
- Jarvie D. M., "Worldwide Shale Resource Plays and Prospects", Keynote Speech, at the Geology of Unconventional Gas Plays, London, 5-6 October 2010

Kuhn M., "Shale gas: a game changer with implications for Europe", 11th IAEE European Conference "European Economy, Policies and Supply Security: Surviving the Global Economic Crisis", August 25-28, 2010

Kuurkraa Vello A., Scott H. S. "Worldwide gas shales and unconventional gas: a Status Report", Advanced Resource International, Inc, Arlington, VA, USA, 7 December 2009, JAF29167.DOC

Myers T. for Natural Resources Defence Council, "Review and Analysis of DRAFT Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program", Technical Memorandum, December 28, 2009

Northrup J. L., "Potential leaks from high pressure hydro-fracking of shale" OTSEGO 2000, September 8, 2010

Ross D.J.K., Bustin R.M., "Impact of mass balance calculations on adsorption capacities in microporous shale gas reservoirs", *Fuel* 86(2007), pp.2696-2706

Ross D.J.K., Bustin R.M., "The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs", *Marine and Petroleum Geology* 26 (2009) 916-927

Rubin P. "Comments on the scope of the EPA's proposed study of hydraulic fracturing", *Hydroquest*, September 11, 2010

Schulz H. M., Horsfield B., Sachsenhofer R.F., "Shale gas in Europe: a regional overview and current research activities", *Petroleum Geology Conference Series*, 2010,7: 1079-1085

Soroush H., Rasouli V., Tokhmechi B., "A data processing algorithm proposed for identification of breakout zones in tight formations: A case study in Barnett gas shale", *Journal of Petroleum Science and Engineering* 74 (2010), pp.154-162

The National Petroleum Council, "Unconventional gas", Topic Paper #29, Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study, July 18, 2007

Tyndall Centre, "Shale Gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts", Research Report by the Tyndall Centre, University of Manchester, January 2011

Veil J. A., "Water Management Technologies Used by Marcellus Shale Gas Producers", ANL/EVS/R-10/3, prepared by the Environmental Science Division, Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, 2010, www.evs.anl.gov

Waxman, H. A., Markey, E. J., & DeGette, D., "Letter to EPA Administrator Lisa Jackson regarding the use of diesel fuel in hydraulic fracturing fluids", January 31, 2011, democrats.energycommerce.house.gov

World Energy Council, "Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas", 2010

Zhu W., Duce J., "China to offer shale-gas blocks to domestic companies", Bloomberg News, Oct 27, 2010 9:37, www.bloomberg.com

Summary

SHALE GAS: WHICH OPPORTUNITY IN THE INTERNATIONAL ENERGY SCENARIO?

The so called unconventional gas, including tight gas, coalbed methane and shale gas, represents a tremendous potential resource of gas at global scale. Shale gas, which can be found in particular types of shales, has driven the attention of many Countries during the last few years, due to the commercial exploitation of shale gas in USA, which has been occurring since 2005. This has been possible thanks to the development of two key technologies: horizontal drilling and hydraulic fracturing. On the other hand, the use of these technologies could cause some severe environmental problems, as the pollution of drinking water resources, and this aspect has started to constitute a big obstacle to further shale gas development. Even if gas production from shales occurs at the moment in Nord America only, the interest of many other Countries is very high, which is proved by numerous research and exploration activities organised around the world.

LE RINNOVATE NORME INCENTIVANTI PER LO SFRUTTAMENTO DELL'ENERGIA SOLARE (D.M. 06.08.2010): PRODUZIONE DI ENERGIA FOTOVOLTAICA CON SCAMBIO SUL POSTO

ENRICO MARIA MOSCONI*, ANDREA GRIPPA**
CLAUDIA AGLIETTI***, ALFREDO MOTTOLA**

*Dipartimento di Economia e Impresa, Università degli Studi della Tuscia,
Via S.M. in Gradi 4, 01100 Viterbo, e-mail: enrico.mosconi@unitus.it

**Dipartimento di Scienze aziendali ed economico-giuridiche, Università degli Studi Roma Tre,
Via Silvio d'Amico 77, 00145 Roma, e-mail: agrippa@uniroma3.it

*** Dipartimento di Management e Tecnologie. Università degli Studi La Sapienza,
Via del Castro Laurenziano 9, 00161 Roma, e-mail: claudia.aglietti@uniroma1.it

Riassunto

La strada percorsa dalle economie mondiali per garantire uno sviluppo sostenibile passa oggi anche attraverso lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili che sembrano poter rappresentare il completamento necessario alla crescente domanda di energia. A livello nazionale l'elemento utilizzato per spingere l'impegno di capitali e risorse umane verso un reale utilizzo di fonti rinnovabili è stato individuato da tempo nelle incentivazioni di tipo statale. Tra di esse, quale esempio positivo in termini di risultati ottenuti ricordiamo il così detto "Conto Energia" utilizzato per sostenere lo sviluppo dell'energia fotovoltaica. Passato attraverso diverse edizioni, nelle quali l'elemento caratterizzante è rappresentato dall'incentivo garantito per l'energia prodotta, ha evidenziato un importante fattore di implementazione garantendo ai diversi operatori del settore la possibilità di realizzare business plan relativamente certi sulla base dei quali investire ingenti capitali. A fronte di tale successo, si sono riscontrati evidenti incrementi di energia rinnovabile prodotta che sembrerebbe incamminata verso ulteriori traguardi, sempreché le ultimissime varianti normative non pongano un freno decisivo a tale successo. A sostegno di quanto indicato nel presente lavoro si presenteranno inoltre i risultati di una modellizzazione relativa alla realizzazione di un impianto fotovoltaico per mettere a confronto le possibili ricadute economico/energetiche/ambientali con l'utilizzo delle tariffe incentivanti secondo i diversi periodi di riferimento.

Energia Elettrica: produzione approvvigionamento e FER

La produzione di energia da fonti rinnovabili costituisce una risposta di fondamentale importanza al problema dello sviluppo economico sostenibile poiché consente di ridurre il ricorso ai combustibili fossili e concorre alla riduzione di immissione di gas ad effetto serra nell'atmosfera. Fin dal 1997, la necessità di promuovere l'impiego di fonti rinnovabili è stata ufficialmente affermata dalla Commissione Europea¹ e ribadita tramite la Direttiva 2009/28/CE², nella quale si impone agli Stati membri di far fronte al Consumo Finale Lordo Nazionale con una certa quota di energia generata con fonti energetiche rinnovabili (l'Italia dovrà soddisfare con le FER, entro il 2020, il 17% del proprio Consumo Finale Lordo Nazionale e nello specifico con le rinnovabili dovrà essere assicurato: il 6,38% del consumo energetico associato ai trasporti, il 28,97% del consumo energetico per il settore elettrico, il 15,83% del consumo energetico per il riscaldamento / raffreddamento).

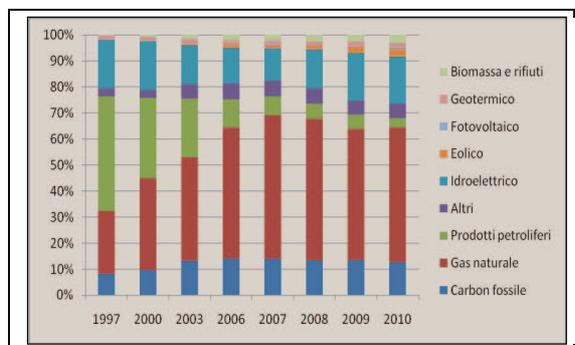
Nei fatti, la programmazione nazionale per l'approvvigionamento energetico funzionale alla produzione dell'energia elettrica necessaria al sistema paese mostra ancora oggi degli aspetti critici: secondo i dati Terna, nel 2009 la Domanda Elettrica Nazionale è stata soddisfatta prevalentemente tramite fonti fossili

¹ Comunicazione della Commissione "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili - Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità", COM(97) 599, novembre 1997.

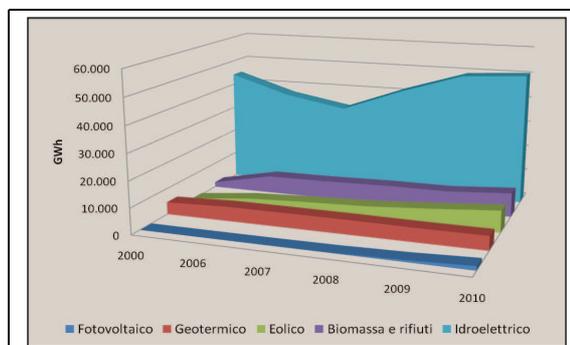
² Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

(65,7%), seguite da fonti rinnovabili (20,8%) in gran parte di origine idroelettrica ed infine tramite l'importazione di energia elettrica (13,5%).³

Per quel che riguarda nello specifico le fonti rinnovabili, nel 2009 gli impianti alimentati da FER hanno raggiunto le 74.282 unità, con potenza installata complessiva pari a 78.459 GW. Il contributo fornito dall'idraulica (71,5% delle FER) resta prevalente, anche se la numerosità degli impianti delle altre rinnovabili è più che raddoppiata dal 2008 al 2009, spinta dalla crescita del solare fotovoltaico che passa da 32.018 a 71.288 unità.



(Figura 1: Produzione lorda di energia elettrica da FER)
(Fonte: nostra elaborazione su dati AEEG, GSE e TERNA)



(Figura 2: Produzione lorda di energia elettrica da FER)
(Fonte: nostra elaborazione su dati AEEG, GSE e TERNA)

Il solare fotovoltaico: sviluppo del mercato ed evoluzione degli incentivi

Nello scenario nuove politiche del World Energy Outlook del 2010, la generazione di elettricità da fonti rinnovabili triplicherà nel periodo compreso tra il 2008 ed il 2035 e la quota delle rinnovabili sulla generazione mondiale crescerà dal 19% nel 2008 a circa un terzo del totale (eguagliando il carbone). Le principali fonti energetiche rinnovabili continueranno ad essere eolico, idroelettrico e fotovoltaico; per quest'ultima voce si stima una crescita rapida e costante sino a raggiungere nei prossimi 20 anni una quota del 2% sul totale mondiale dell'energia elettrica prodotta.

A livello nazionale la produzione lorda di energia elettrica ascrivibile al solare fotovoltaico rappresenta oggi lo 0,5% sul totale dell'energia prodotta da Fonti Energetiche Rinnovabili in evidente crescita grazie soprattutto alla politica con la quale si è deciso di incentivarne lo sviluppo.

Incentivi che hanno trovato origine da una scelta globalmente fatta per sviluppare l'utilizzo delle FER: su scala globale, infatti, si stima che gli incentivi complessivamente erogati ammontino a 57 miliardi di dollari nel solo 2009 per raggiungere un importo stimato di 205 MLD dollari nel 2035. Ad ogni modo il supporto governativo medio mondiale per unità di generazione dovrebbe diminuire nel corso del tempo, da 55 dollari per MWh nel 2009 a 23 dollari MWh nel 2035 grazie ad una stimata riduzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ed alla diminuzione dei costi di produzione dovuti all'evoluzione ed allo sviluppo tecnologico.

Lo sviluppo del solare fotovoltaico sul suolo nazionale ha evidenziato un trend di crescita assolutamente interessante come si evince dall'analisi degli ultimi dati disponibili circa le nuove installazioni; la crescita anno su anno è stata, infatti, di + 382% nel 2008, + 112% nel 2009 e + 192% nel 2010, con un valore di mercato più che raddoppiato in ciascuno degli intervalli considerati⁴.

Alla fine del 2010 erano in funzione circa 210.000 impianti, per 3.276 MW di potenza installata complessiva, pari ad oltre 64 volte il valore che si registrava in Italia all'inizio del 2007, come si vede dalla Figura 3⁵. Il volume d'affari complessivo si è attestato a 7,6 miliardi di euro, con un aumento del 162% rispetto al 2009. Il segmento residenziale (fino a 20 kW) è più che raddoppiato rispetto al 2009 a 1,95 miliardi di euro; il segmento industriale (20-200 kW) ha toccato quota 1,47 miliardi di euro (+160% rispetto al 2009); il segmento dei grandi impianti (200-1000 kW) ha fatturato 2,6 miliardi di euro ed, infine, quello delle centrali (oltre 1 MW) ha raggiunto un volume d'affari pari a 1,6 miliardi di euro.

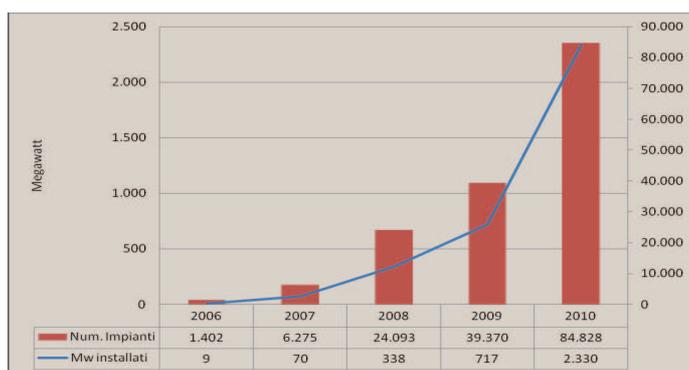
³ <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=VwAE%2bmEq1B4%3d&tabid=418&mid=2501>.

⁴ Solar Energy Report. Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare, Aprile 2011

⁵ Rapporto Statistico Rinnovabili, anno 2009, a cura del Gestore dei Servizi Energetici.

A fronte però di un marcato fenomeno di sviluppo della fase implementativa degli impianti fotovoltaici, nella realizzazione della filiera produttiva, le imprese italiane restano ancora deboli nella fase *up-stream*. La produzione di *feed-stock* è infatti ancora fortemente concentrata a livello mondiale nelle mani di poche grandi società, sebbene l'orientamento dei player nazionali sia quello di risalire lungo la catena del valore, sviluppando un'attività di segmento nella produzione di celle e moduli. Detto in cifre, sono circa 800 le imprese che nel 2010 operavano lungo l'intera filiera del fotovoltaico in Italia, con una crescita del 13% nel numero rispetto al 2009 e per la prima volta, un'azienda italiana è entrata nel segmento più a monte, quello del wafer di silicio⁶.

Il 2010 è stato, quindi, un anno decisivo, in cui il settore ha conosciuto una fase di consolidamento e ha generato elevati livelli di reddito e di occupazione, in un contesto in cui i settori "tradizionali" hanno mostrato qualche segno di affaticamento.

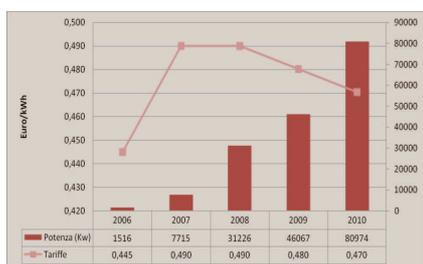


(Figura 3: Potenza e Numerosità degli impianti fotovoltaici)
(Fonte: nostra elaborazione su dati GSE)

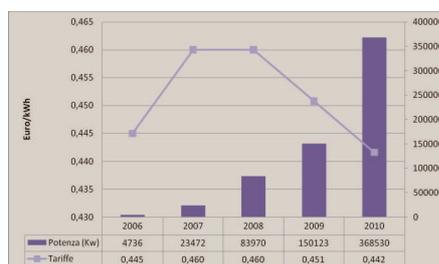
Le politiche di incentivazione in Italia

Per l'applicazione a livello nazionale del sistema degli incentivi per la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, è stato implementato il così detto Conto Energia. Gli obiettivi raggiunti (in Italia) grazie a questa nuova forma di incentivazione si possono desumere dalle Figure 4 e 5.⁷: in pochi anni sono enormemente aumentati i kW di potenza installati, anche a fronte della variazione delle tariffe incentivanti, avvenuta con cadenza annuale come previsto dal Secondo Conto Energia entrato in vigore nel 2007 e successivamente, a partire dal 6 Agosto del 2010 con l'introduzione del Terzo Conto Energia. In esso si stabiliva che dal 1 Gennaio 2011 si applicassero ai produttori di energia fotovoltaica le nuove tariffe *feed-in* decurtate rispetto a quelle previste per il 2010 dal Secondo Conto Energia e riassunte nella Tabella 1.

Tipo impianti: 1kW < P < 3kW



Tipo impianti: 3kW < P < 20kW



(Figura 4: Evoluzione delle tariffe e della potenza installata)
(Fonte: nostra elaborazione su dati GSE)

Momento critico nell'applicazione del Conto Energia si è avuto con la consapevolezza di un'imminente riduzione degli incentivi (vedi Tabella 1) che ha quindi causato una vera e propria "corsa alle installazioni" mettendo inoltre in luce una delle problematiche che interessa il sistema: l'inadeguatezza da parte del gestore ad effettuare l'allaccio alla rete in tempi brevi, specie a fronte di un forte aumento delle richieste. Di

⁶ Si tratta della Lux DI Pozzolo Formigaro (AL) con una capacità produttiva pari a 8MW di wafer.

⁷ Ci si riferisce agli impianti di tipo integrato negli edifici.

conseguenza, per molti investitori si è presentata l'impossibilità di allacciare l'impianto alla rete pur potendo presentare la domanda di accesso agli incentivi del GSE, avendo terminato la costruzione degli impianti entro la fine dell'anno. Di fronte all'eventualità di dover far fronte a rivalse dal punto di vista legale, il Legislatore ha introdotto una sorta di moratoria con la legge n.129 del 13/08/2010, il quale ha stabilito che le tariffe incentivanti previste nel 2010 dal Nuovo Conto Energia potessero essere riconosciute a tutti gli impianti terminati entro il 2010 e collegati alla rete entro il 30 giugno 2011.

		TARIFFA CORRISPONDENTE					
		A)		B)		C)	
Intervallo di potenza	[kW]	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	
		Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1 ≤ P ≤ 3		0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
3 < P ≤ 20		0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
20 < P ≤ 200		0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
200 < P ≤ 1000		0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
1000 < P ≤ 5000		0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,257
P > 5000		0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,244

(Tabella 1: Incentivi del Terzo Conto Energia)
(Fonte: Decreto Ministeriale del 06 agosto 2010)

Questa iniziativa ha avuto un impatto dirompente provocando il forte aumento delle domande di installazione.

Il 3 marzo 2011 è stato emanato il Decreto Rinnovabili che ha di fatto creato un vuoto normativo attorno al sistema di incentivazione. In particolare, la nuova norma ha stabilito che la validità del Terzo Conto Energia, originariamente fissata fino al 2013, è oggi limitata alla produzione degli impianti entrati in esercizio entro il 31 maggio 2011, mentre per quelli che entreranno in esercizio successivamente, si applicherà il nuovo decreto in preparazione.

L'intervento del Legislatore si è reso necessario alla luce delle stime che quantificavano la potenza installata verso il superamento, prima del 2013, dell'obiettivo fissato al 2020, determinando così un insostenibile costo annuo degli incentivi ed il consolidamento di rendite e fenomeni di speculazioni per alcuni attori della filiera. Inoltre, è importante sottolineare che gli eventi descritti non appartengono in via esclusiva alla realtà italiana. A livello europeo, gli Stati membri che hanno investito nel fotovoltaico e che lo hanno visto crescere in poco tempo, stanno predisponendo misure volte alla moderazione delle tariffe, con lo scopo di poter mantenere il giusto equilibrio tra la profittabilità degli investimenti da parte degli operatori del settore e la sostenibilità del sistema, tenuto conto della persistente riduzione del costo di produzione del kW.

Nella tabella che segue sono stati raccolti gli elementi di novità introdotti dal Decreto Rinnovabili e che saranno elementi portanti del futuro apparato legislativo in materia.

Elementi di novità introdotti dal Decreto Rinnovabili del 3 marzo 2011				
Introduzione di un sistema di sostegno di lungo periodo al settore	Migliore capacità di previsione	Controllo della spesa annua	Riduzione programmata degli incentivi	Massimizzazione della potenza installata
Allineamento degli incentivi ai livelli europei	Prospettiva di <i>Grid Parity</i>	Crescita di un'economia reale e della filiera produttiva	Maggiori ricadute in termini industriali, sociali ed occupazionali	Messa a punto di tecnologie più efficienti

Analisi Caso Pratico e valutazione impatto tariffe

Per valutare il reale impatto della tecnologia fotovoltaica come fonte energetica rinnovabile per la produzione di energia elettrica si è ritenuto opportuno presentare la simulazione della realizzazione di un impianto fotovoltaico, andando successivamente ad analizzare la variazione della redditività degli incentivi, in funzione dell'evoluzione delle tariffe previste nei tre "Conto Energia".

Sito	
Tipologia	Edificio Pubblico
Posizione	Latitudine 41.9075°, Longitudine 12.4900°, Altitudine 20 m (Roma)
Orientamento	Azimut 200° Nord
Livello di irraggiamento solare	1702,3 kWh/m ²
Impianto	
Potenza Nominale	198,9 kWp
Tipologia	Grid Connected (Soluzione obbligatoria per poter accedere al sistema di incentivazione "Conto Energia")
Livello di integrazione	Impianto di tipo non integrato (i pannelli fotovoltaici non vengono impiegati come elementi architettonici sostitutivi dell'edificio ma sono ancorati ad esso attraverso apposite strutture di sostegno in alluminio in grado di garantire ai moduli anche la corretta inclinazione rispetto al piano orizzontale, Tilt 30°)
Regime di gestione dell'energia elettrica prodotta	Scambio sul Posto ⁸
Numero di Pannelli	663 (300 Wp ciascuno, con garanzia sulle prestazioni nominali di 30 anni, certificati secondo la norma CEI EN 61215 necessaria per l'accesso al sistema di incentivazione "Conto Energia")
Numero di Inverter	13 (15 kWp ciascuno, con livello di efficienza del 98% e dotati di interfaccia per il telecontrollo)
Superficie totale dei Pannelli	1.466,56 m ²
Indice di rendimento (Performance Ratio)	75,77%
Energia prodotta specifica	1.389,4 kWh/kWp
Energia prodotta totale	276.351,27 kWh/anno

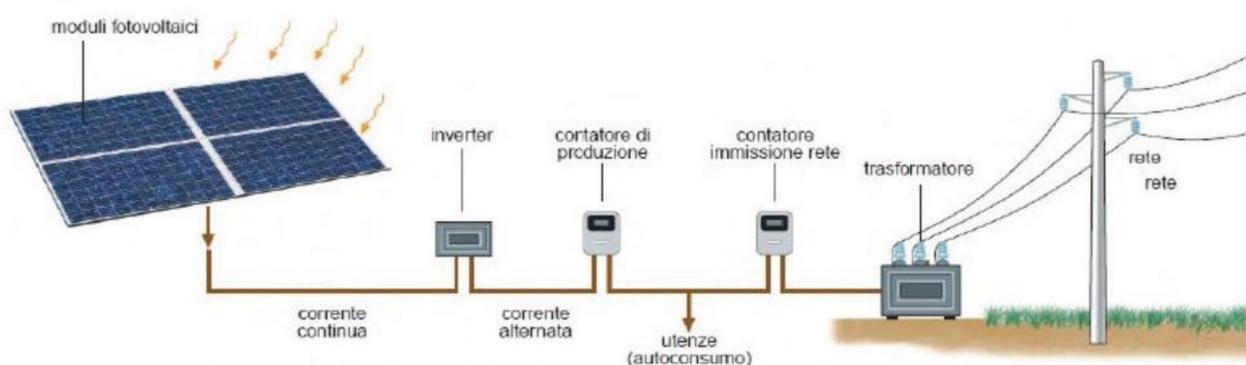
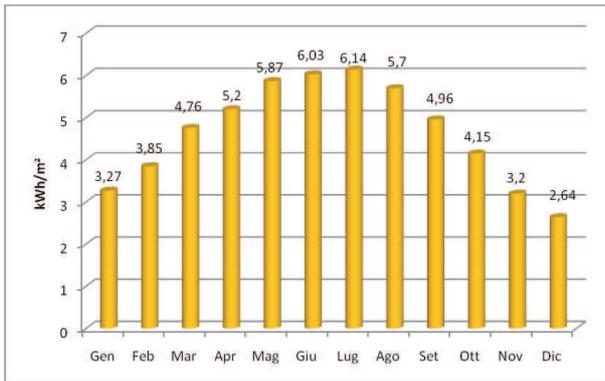
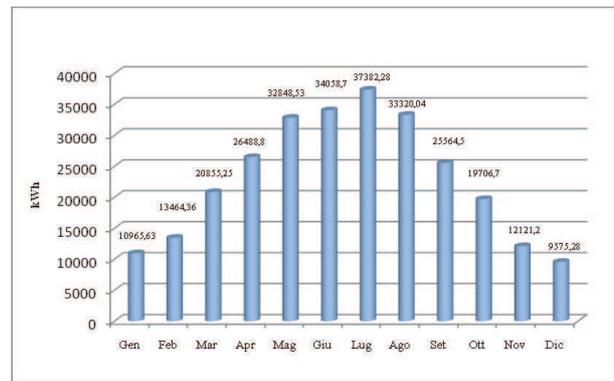


Immagine n.1, Impianto Fotovoltaico Grid Connected configurato per il regime dello Scambio sul Posto

⁸ **Scambio sul Posto:** disciplinato dalla Delibera ARG/elt 74/08, Allegato A – Testo Integrato dello Scambio sul Posto (TISP) – e dalla Delibera ARG/elt 186/09, si tratta di un regime di gestione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto che consente di effettuare una compensazione su base economica tra l'energia elettrica immessa e prelevata dalla rete di distribuzione nazionale.



(Figura 5: Radiazione globale giornaliera media mensile Roma)
(Fonte: nostra elaborazione su dati ENEA)



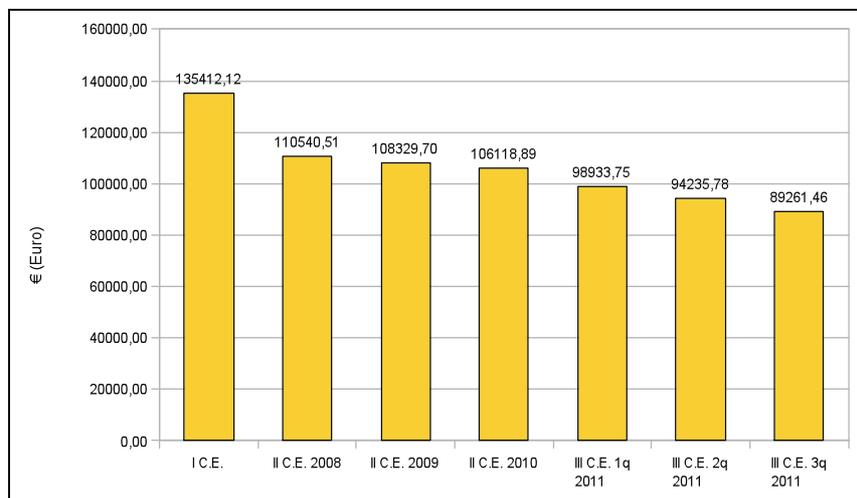
(Figura 6: Livelli di produzione mensile impianto)
(Fonte: nostra elaborazione su dati ACCA software s.p.a)

Evoluzione della redditività degli incentivi

Nella tabella sottostante si riporta un prospetto della redditività degli incentivi legati ai livelli di produzione di energia elettrica dell'impianto; ovviamente le tariffe prese in considerazione sono quelle previste per impianti con potenza nominale inferiore ai 200 kWp, limite imposto dal Conto Energia per poter accedere al regime di Scambio sul Posto.

Conto Energia	Tariffa €	Energia Prodotta kWh	Incentivo €
I C.E.	0,490	276.351,27	135.412,12
II C.E. 2008	0,400	276.351,27	110.540,51
II C.E. 2009	0,392	276.351,27	108.329,70
II C.E. 2010	0,384	276.351,27	106.118,89
III C.E. 1° Quad. 2011	0,358	276.351,27	98.933,75
III C.E. 2° Quad. 2011	0,341	276.351,27	94.235,78
III C.E. 3° Quad. 2011	0,323	276.351,27	89.261,46

(Tabella n.2: Evoluzione redditività incentivo "Conto Energia (I, II, III C.E)")



(Figura 7: Evoluzione redditività incentivo "Conto Energia (I, II, III C.E)")
(Fonte: nostra elaborazione su dati ACCA Software S.p.A.)

Come si evince dal grafico e dalla tabella, nell'evoluzione del sistema di incentivazione Conto Energia si è assistito ad una progressiva riduzione delle tariffe incentivanti che, secondo le rilevazioni del Ministero dello Sviluppo Economico, risulta inferiore alla riduzione media del costo dei pannelli fotovoltaici negli ultimi anni. Si tratta di un andamento decrescente in linea con gli obiettivi del sistema di incentivazione Feed in Tariff, che si propone di accompagnare gradualmente la crescita del fotovoltaico fino a quando si avrà un mercato in grado di sostenersi da solo (questo momento, secondo l'EPIA⁹, sarà raggiunto attorno al 2030,

⁹

data in cui 1 kWh di energia elettrica, prodotto con energia solare, dovrebbe arrivare a costare meno di 5 centesimi di €, prezzo pressoché identico a quello dell'energia elettrica prodotta con turbine a gas).

Analisi Economica e Ambientale

Nonostante la progressiva riduzione degli incentivi statali, investire nel fotovoltaico rimane sempre un'attività decisamente redditizia, come confermato dalla simulazione effettuata prendendo in considerazione l'ultima tariffa prevista per il 2011. In particolare, considerando una serie di ipotesi tra cui:

Totale investimento: 537.030 €	Produzione media annua: 250.000 kWh	Perdita efficienza impianto: 0,9% annuo
Costi per manutenzione annuale: 4.200 €	Tariffa Conto Energia: 0,323 €/kWh , durata 20 anni	Ricavo medio annuo Tariffa Conto Energia: 85.000 €
Tasso di attualizzazione: 4% (BTP 30 anni)	Autoconsumo: 100%	Vita utile impianto: 25 anni

(Tabella n.3: Schema riassuntivo dati impianto)

La **redditività** dell'impianto verrebbe così rappresentata:

Pay Back Period	6 anni
Valore Attuale Netto (VAN)	€ 1.134.172,30
Tasso interno di rendimento (TIR)	19,71%

(Tabella n.4: Schema riassuntivo redditività impianto)

a dimostrazione di come, pur trovandosi di fronte ad un calo degli incentivi, la graduale riduzione del costo delle componenti necessarie alla realizzazione di un impianto (tra il 2005 ed il 2010 il costo dei pannelli fotovoltaici è diminuito del 58%¹⁰) contribuisca a mantenere vivo l'interesse degli investitori per questa tecnologia.

L'**impatto ambientale**, generato da un impianto di tali dimensioni, può essere concretizzato in una riduzione delle emissioni di CO₂ di circa **146,742 Tonnellate** all'anno, l'equivalente dell'inquinamento generato da 73 voli Roma – Berlino; ed in un risparmio di 51,7 TEP¹¹.

Conclusioni

Dall'analisi dei risultati conseguiti attraverso l'introduzione delle tariffe incentivanti, appare evidente l'immediata crescita della produzione di energia elettrica che ha seguito l'evoluzione della retribuzione riconosciuta agli imprenditori che hanno deciso di investire in un mercato immediatamente attraente.

L'innegabile successo della scelta dell'incentivazione ha permesso, pur in presenza delle ricordate difficoltà operative ed infrastrutturali, di raggiungere in tempi sorprendentemente veloci obiettivi che sembravano essere posti su di un orizzonte temporale decisamente più allungato. L'improvvisa mossa del Legislatore che ha repentinamente bloccato e modificato le caratteristiche operative dell'ultimo Conto Energia, ha ora aperto scenari indecifrabili soprattutto a tutti gli operatori del settore. Riteniamo sia corretto sostenere come tale mossa abbia voluto, pur mascherata da volontà di riallineamento con le procedure europee, effettivamente rappresentare un freno alla eccessiva richiesta di retribuzione/incentivazione legata ad una numerosità di impianti ad oggi eccedenti le capacità dell'amministrazione. Dalle analisi effettuate prendendo a riferimento l'evoluzione delle tariffe incentivanti appare chiaro infatti quale vantaggio economico possa conseguire oggi un imprenditore che decida di investire nel fotovoltaico. Tale vantaggio si è rilevato, però essere sproporzionato per un mercato, all'inizio quasi completamente libero da *competitors*; è, infatti, sufficiente considerare come mediamente l'incentivo corrisposto rappresenti circa il 90% del valore della retribuzione del kWh per comprendere il peso specifico del fattore incentivante nella realizzazione di *business lan* non solo accurati ma efficienti.

Attualmente, il mercato vive quindi un momento di pericoloso stallo legato non solo alla mancanza di certezze relative alle nuove tariffe incentivanti (IV Conto Energia) ma soprattutto ad una sopraggiunta

¹⁰ Fonte: iSupply 2010

¹¹ TEP: Tonnellate Equivalenti di Petrolio.

incertezza relativa alle garanzie che norme ritenute operative per tempi definiti, possano invece essere improvvisamente modificate dall'amministrazione. Questo secondo aspetto rischia di minare in maniera profonda le certezze necessarie ad ogni imprenditore, nazionale o estero, sulle quali decidere di effettuare investimenti nel nostro paese. Il grande interrogativo con il quale concludiamo questo lavoro è legato al futuro del mercato del fotovoltaico in Italia il quale potrebbe aver ricevuto una spinta al rallentamento della propria crescita dal quale ripartire con grande difficoltà in assenza di certezze garantite.

Bibliografia

- Lanza A., "Lo sviluppo sostenibile, Risorse Naturali e popolazione, consumi e crescita economica: soddisfare i nostri bisogni senza compromettere la vita delle generazioni future", Il Mulino, Bologna, 2006
- Montanino G., "The structure of the Italian PV market: characteristics, segmentation, SWOT analysis", Gestore dei Servizi Energetici, Rome, May 2010
- Gremes G., "Le prospettive nazionali con il Nuovo Conto Energia", Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane, Milano, Novembre 2010
- IEA "World Energy Outlook 2010"
- Gestore dei Servizi Energetici, "Il solare fotovoltaico, Dati statistici al 31 dicembre 2009", Roma, 2010
- Gestore dei Servizi Energetici, "Impianti a fonti rinnovabili rapporto statistico 2009", Roma, 2010
- Gestore dei Servizi Energetici, "Le attività del Gestore dei Servizi Energetici Rapporto", anni 2007 2008 2009, Roma.
- Gestore dei Servizi Energetici, "Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia", anni 2008 2009, Roma
- Gestore dei Servizi Energetici, "Il Nuovo Conto Energia, edizione n.5", Roma, Aprile 2010
- Gestore dei Servizi Energetici, "Il Conto Energia 2011 / 2013", Roma, Settembre 2010
- Gestore dei Servizi Energetici, "Guida al Terzo Conto Energia", Roma, Gennaio 2011
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, "Bilancio dell'energia elettrica anni 1997 / 2009", Roma, 2010
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, "Relazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", 29 Gennaio 2010
- Terna "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia", Roma, 2010
- Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) "Le fonti rinnovabili 2010, Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon", ENEA, Roma, 2010
- Ministero dello sviluppo economico, "Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)", Roma, Giugno 2010
- European Photovoltaic Industry Association, "SET FOR 2020", Bruxelles, 2010
- European Photovoltaic Industry Association, "Annual Report 2009", 2010
- European Commission, "PV Status Report 2009", JRC European Commission, Bruxelles, 2009
- European Commission, "Panorama of Energy, Energy statistics to support EU policies and solutions", Eurostat, Bruxelles, 2009
- International Energy Agency, "Solar Heating & Cooling Programme", 2009
- EurObserv'ER, "Photovoltaic Barometer", April 2010

Summary

RENEWED ENERGY SOLAR INCENTIVE RULES (Ministerial Decree 08/06/2010): PRODUCTION OF SOLAR ENERGY WITH EXCHANGE ON SITE

The path taken by the world's economies to ensure sustainable development requests the increase of renewable energy exploitation, as they represent the necessary completion to the growing demand for energy. At national level, the element used to push the commitment of capital and human resources towards a real use of renewable resources has been identified in the grant of incentives established by the State. Among them, a positive example in terms of achievements is represented by the so-called "Conto Energia", used to support the increase of photovoltaic energy whose key-element is represented by the incentive guaranteed for the energy generated, and that has enabled this sector to expand successfully and rapidly. However, from edition to edition, it showed an important factor: the need for certainty about the continuity of the incentive system in order to allow stakeholders to make certain business plan and to invest huge capitals. It remains to be seen whether the latest variants regulations do not pose an obstacle to such a decisive success. In support of those, in this work we also presented the results of modelling on the implementation of a photovoltaic system for comparing the possible economic impacts / energy / environment with the use of tariffs according to the different reference periods.

IMPIANTI A BIOGAS: SUBSTRATI ALTERNATIVI PER IL MIGLIORAMENTO DELLA REDDITIVITA'

RICCARDO OLIVANI, ANNAMARIA TORAZZO

Dipartimento degli Studi per l'Impresa e il Territorio, Facoltà di Economia, Università degli Studi del Piemonte Orientale A. Avogadro, Novara

Via Perrone 18, 28100, Novara

e-mail: riccardo.olivani@eco.unipmn.it, annamaria.torazzo@eco.unipmn.it

Riassunto

La digestione anaerobica è comunemente usata per la produzione di biogas da destinare a gruppi cogenerativi per la produzione di energia elettrica e termica. Questi processi iniziarono ad essere usati per la gestione dei fanghi di depurazione derivanti dagli scarichi civili. Dal momento che la produzione energetica da fonte rinnovabile è significativamente incentivata, il numero (e le dimensioni medie) degli impianti a biogas sta rapidamente crescendo ed in Italia è raddoppiato negli ultimi 3 anni. Per l'ottenimento delle migliori prestazioni operative e, di conseguenza, dei migliori risultati economici la maggior parte degli impianti opera in codigestione con più di un substrato e, tipicamente, una grande parte è costituita da colture energetiche. Il mantenimento degli attuali interessanti risultati economici è la sfida principale per le filiere del biogas, specialmente per i prossimi anni in cui sono attese riduzioni delle incentivazioni. In questo scenario sarà fondamentale trovare biomasse alternative e più convenienti rispetto alle attuali, quali ad esempio i residui di macellazione. Si è esaminato uno specifico caso d'impianto recentemente avviato in Piemonte attualmente operante in codigestione con deiezioni bovine e trinciato di mais.

Introduzione

La direttiva europea 2009/28/CE pone il vincolo di copertura di almeno il 20% dei fabbisogni energetici complessivi con il ricorso a fonti rinnovabili entro il 2020 (per l'Italia tale quota è fissata al 17%) ed in questo contesto europeo l'energia da biogas è una delle voci che potranno consentire il conseguimento del risultato.

A partire dagli anni '90 si sono diffuse tecnologie impiantistiche in grado di ottenere energia dai residui agricoli, agro-industriali ed urbani e, conseguentemente, si è potuta osservare anche in Italia una crescita notevole del numero di impianti di produzione di energia elettrica/energia termica alimentati a biogas ottenuto attraverso fermentazione anaerobica. Il processo fermentativo adottato in impianti per la produzione di biogas (digestione anaerobica) necessita di biomasse e produce in uscita dal digestore scarti organici (digestato).

Se correttamente condotta in un impianto per la produzione e lo sfruttamento del biogas, la digestione anaerobica può interagire positivamente con l'ambiente, consentendo la riduzione delle emissioni in atmosfera dei gas serra che si originano durante la pratica zootecnica, in particolare limitando fortemente la liberazione in atmosfera di metano (GWP a 100 anni pari 23, ossia gas con potenziale "serra" pari a 23 volte la CO₂). Il metano che si origina dai processi fermentativi dei substrati organici viene infatti confinato in reattori chiusi per poter essere usato come combustibile rinnovabile.

Inoltre la corretta gestione dell'impianto può consentire alle aziende agricole una miglior gestione dei reflui zootecnici, ricchi di azoto.

I substrati utilizzabili per la digestione sono di diverso tipo ed origine:

- Liquame suino: contenuto di sostanza secca tra 1% e 6%. Da un suino da ingrasso del peso di 85 kg si possono ottenere giornalmente 0,1 m³ di biogas.
- Liquame bovino: contenuto di sostanza secca tra 8 e 15%, variabile anche in base alla quantità di paglia aggiunta nelle lettiere. Da un capo da latte di 500 kg si possono ottenere giornalmente 0,75 m³.
- Deiezioni avicole: contenuto in sostanza secca tra 18 e 20% ed elevato contenuto di azoto. L'ammoniaca che si origina nello stadio fermentativo in presenza di acqua può raggiungere elevate concentrazioni compromettendolo. Inoltre, la frequente presenza di inerti nella pollina può causare problemi operativi, sedimentando e dunque riducendo il volume utile dei reattori.
- Residui colturali: sono biomasse residuali di origine agricola tra cui, principalmente, prodotti ortofrutticoli inidonei alla commercializzazione e foraggi.

- Scarti organici e acque reflue dell'agro-industria: effluenti liquidi e semisolidi provenienti dalla lavorazione dell'industria alimentare quali siero di latte, reflui liquidi dall'industria conserviera e residui di macellazione.
- Colture dedicate: biomasse specifiche (destinabili ad uso alimentare e non) quali ad esempio mais trinciato in stadio di maturazione cerosa, sorgo e foraggi.
- Fanghi di depurazione: costituiti da sostanza organica ed inorganica. Il processo fermentativo può condurre ad una stabilizzazione della matrice trattata con abbattimento della carica batterica patogena.
- Frazioni organiche di rifiuti solidi urbani (FORSU): la composizione tipica di questa frazione se proveniente da un circuito di raccolta differenziata correttamente gestito presenta le caratteristiche analoghe (ed idonee al processo) al rifiuto ottenibile da utenze specifiche quali: industrie alimentari, invenduto proveniente da mercati ortofrutticoli, ecc.

Il settore del biogas in Italia si è concentrato soprattutto nelle zone a forte vocazione agricola/zootecnica della Pianura Padana e conta 319 impianti (compresi anche quelli in costruzione al momento del censimento 2010) dei quali 273 operanti con effluenti zootecnici, colture energetiche e sottoprodotti/residui dell'agroindustria per una potenza elettrica complessiva installata superiore a 160 MW; di questi 21 impianti attualmente risultano utilizzare esclusivamente colture dedicate. Un'altra tendenza riscontrabile è l'aumento delle dimensioni delle installazioni, infatti, la potenza elettrica media degli impianti già operativi al 2010 è pari a 450 kW mentre quella degli impianti in costruzione all'epoca del censimento (presumibilmente entrati in funzione entro fine 2010) è pari a 690 kW (Fabbri et al., 2010).

La maturità della tecnologia è dimostrata dal fattore di disponibilità annuo di tali impianti mediamente superiore a 7000 ore. L'affidabilità dei processi e dei macchinari sul mercato, unita al quadro d'incentivazione favorevole ha sostanzialmente raddoppiato il numero d'impianti nell'ultimo triennio. La ripartizione degli impianti, sulla base dei substrati trattati, è riportata di seguito:

Tipologia	Impianti attivi	Impianti in costruzione	Totale
Agro-Zootecnico	199	74	273
FORSU + Fanghi	14	-	14
Agroindustria	30	2	32
Totale	243	76	319

(Tabella 1: Diffusione della tecnologia in Italia, CRPA, 2010)

La regione italiana in cui la tecnologia di fermentazione anaerobica è maggiormente diffusa è la Lombardia con 150 installazioni (di cui 102 operanti con substrati agro-zootecnici). Negli ultimi anni la regione con il più alto tasso di nuove installazioni è stata il Piemonte con +483% nel triennio 2007-2010, seguito da Lombardia (+112%) e Veneto (+94%).

La preponderanza di impianti operanti con substrati direttamente provenienti da attività agro-zootecniche e l'ingente numero di impianti in costruzione dimostra quanto sia elevato l'interesse del mondo agricolo nei confronti della digestione anaerobica che viene positivamente valutata come investimento profittevole per il miglioramento della redditività dell'azienda agricola nel suo complesso.

Descrizione delle tecnologie impiantistiche

Solitamente l'impianto è costituito da un numero variabile di digestori (da 1 a 3) ove avviene la produzione di biogas da inviare, previo trattamento di desolfurazione e essiccamento, ad uno o più motori (cogeneratori) a ciclo Otto normalmente alloggiati in appositi container attrezzati. La resa energetica di 1 Nm³ di biogas in alimentazione ad un cogeneratore è approssimativamente pari a 1,5-2 kWh di energia elettrica e 2-3 kWh di energia termica.

Da un punto di vista impiantistico si è soliti adottare diverse classificazioni, la prima prende in considerazione il tenore di sostanza secca della biomassa entrante:

- digestore a secco: substrato con sostanza secca superiore al 20%;
- digestore a umido: substrato con sostanza secca inferiore al 10%, questa tipologia è molto diffusa in particolare per digestione di liquami zootecnici.

I processi con substrati aventi un tenore in sostanza secca tra il 10% e il 20% sono definiti a semisecco. Il processo di digestione è inoltre catalogabile sulla base della scelta di condurre tutte le reazioni di fermentazione in uno o più reattori:

- processo monostadio, se le reazioni di idrolisi, acetogenesi e fermentazione metanigena avvengono in un unico reattore;
- processo pluristadio, se le fasi preliminari di idrolisi/acetogenesi avvengono separatamente dalla fase metanigena.

Un'ulteriore classificazione impiantistica molto usata si basa sulla temperatura a cui è condotto il processo, fattore questo che influisce sui tempi di permanenza della biomassa all'interno del reattore: termofilia (circa 55 °C, tempo di permanenza inferiore a 20 giorni), mesofilia (tra 35 e 45 °C, tempo di permanenza 15-40 giorni), psicofilia (10-25 °C, tempo di permanenza 30-90 giorni).

In generale ogni impianto di digestione anaerobica ha un equilibrio tra biomassa entrante e quantità di biogas prodotta che è dovuto sia al tipo di biomasse scelte sia ai parametri tecnici adottati (carico organico per unità di volume, tempo di residenza, temperatura, miscelazione, pretrattamenti, ecc.). Per conoscere però la massima quantità di biogas ottenibile dalla degradazione di un substrato (espressa in Nm³/kgSV ovvero normal metri cubi di biogas per kg di solidi volatili, cioè sostanza organica) viene adottato il "potenziale metanigeno massimo", determinato in laboratorio con l'ausilio di piccoli fermentatori di alcune decine di litri di capacità in grado di simulare le situazioni reali.

La conoscenza del potenziale metanigeno dei substrati è basilare per il calcolo delle quantità necessarie al funzionamento dell'impianto e per il dimensionamento. Con substrati con velocità di reazione elevate (ad esempio: melasso, liquami suinicoli, glicerina) la dimensione del digestore può essere molto ridotta rispetto ad impianti operanti con biomasse a ridotta velocità di degradazione, tipicamente prodotti ricchi di frazioni fibrose, quali insilati di cereali, paglia, liquami bovini. La scelta prevalente di operare in codigestione con colture dedicate è dovuta alla necessità di generare quantità di biogas significative mantenendo nel contempo dimensioni dell'impianto (fermentatori) accettabili.

Substrati	m ³ biogas/t SV
Deiezioni animali (suini, bovini, avi-cunicoli)	200 - 500
Residui colturali	350 - 400
Scarti organici agro-industria	400 - 800
Scarti organici macellazione	550 - 1000
Fanghi di depurazione	250 - 350
Frazione organica rifiuti urbani	400 - 600
Colture energetiche	550 - 750

(Tabella 2: Substrati idonei alla fermentazione e relative rese indicative in biogas, CRPA, 2010)

Un caso piemontese di recente avvio

L'azienda agricola considerata occupa una superficie di 180 ha interamente coltivati a mais. Su una parte di essi (50 ha) viene praticato un secondo raccolto (loietto). La produzione di mais trinciato è destinata parzialmente all'alimentazione dei capi bovini dell'allevamento aziendale (circa 1200 capi). L'eccedenza di mais era venduta sul mercato come granella, mentre a partire dall'entrata in funzione dell'impianto, viene anch'essa trinciata ed avviata a fermentazione nell'impianto (unitamente alle deiezioni bovine provenienti dalle stalle che sono stimate in circa 4500 t/anno).

L'impianto, entrato in funzione nel mese di febbraio 2011, è costituito da tre fermentatori provvisti di agitatori elettromeccanici ed operanti in mesofilia a 43 °C e a pH compreso tra 6 e 8. L'impianto ha una potenza elettrica di 850 kW (rendimento elettrico 41%) con un autoconsumo per gli organi ausiliari stimato intorno al 5%. La restante parte viene ceduta alla rete in regime di tariffa onnicomprensiva.

La potenza termica dell'impianto, superiore al MW, è derivante in maniera pressoché equipartita dal calore dei fumi di combustione e del circuito di raffreddamento del motore. Attualmente la potenza termica è utilizzata per il 10% circa del totale per il riscaldamento dei fermentatori (utilizzando il calore proveniente dal circuito di raffreddamento del cogeneratore, disponibile come acqua calda a 85 °C). La restante parte è attualmente dissipata.

Sono in fase di progettazione linee di riscaldamento per il soddisfacimento del fabbisogno termico dell'abitazione privata (carico massimo invernale inferiore a 100 kW) e per gli usi dell'azienda agricola adiacente. Inoltre esiste la possibilità di fornire calore ad un centro sportivo con annesso albergo e ristorante la cui realizzazione è ora in progetto. In questo caso il carico massimo invernale stimato sulla base delle volumetrie e delle destinazioni d'uso dei fabbricati è intorno a 500 kW, considerati anche i considerevoli consumi per la produzione di acqua calda sanitaria.

Il sistema di alimentazione dell'impianto prevede due diversi punti di carico. Il punto di carico principale riceve in una fossa, mediante trasporto con pala meccanica azionata dall'operatore, la biomassa solida proveniente dalle due trincee di stoccaggio mentre la biomassa più liquida (direttamente pompabile) può essere caricata da un altro punto in cui avviene anche la separazione liquido/solido in uscita dai fermentatori. Dalla fossa la biomassa viene prelevata automaticamente con un pistone che carica un sistema di coclee per l'immissione nel primo reattore da 1000 m³ lordi. Il tempo di residenza della biomassa in questo reattore si aggira intorno ai 4 giorni che portano alla formazione di circa il 40% di tutto il biogas prodotto. Dall'uscita dal primo reattore, la biomassa passa al secondo e quindi al terzo reattore per una permanenza media totale all'interno dell'impianto (stante la miscela di substrati attualmente adottati) di circa 80 giorni. Il mix di alimentazione attuale è costituito essenzialmente da mais trinciato e deiezioni bovine (unite alle lettiere) in quantità pressoché identiche con leggero sbilancio a favore della parte zootecnica. La gestione del processo di fermentazione (tempi di residenza nei reattori, velocità di azionamento pompe e agitatori, temperature operative, ...) è completamente personalizzabile dal gestore, una volta caricata la biomassa solida e semiliquida dai due punti di carico, sulla base delle scelte di gestione inerenti la biomassa entrante. Il biogas prodotto nei vari stadi attraversa tutti i fermentatori con un'unica linea e viene sottoposto a rimozione di vapore acqueo prima dell'invio al cogeneratore. Il sistema di controllo consente inoltre di monitorare in continuo la qualità del biogas prodotto fornendo indicazioni su tenore in CH₄ (il tenore di metano riscontrato in questa fase operativa iniziale è tra 50 e 52%), O₂, H₂ e H₂S. In particolare la rimozione dei composti contenenti zolfo (dannosi in fase di combustione per le parti meccaniche del cogeneratore) è di tipo biologico (con aggiunta controllata di aria) ed il filtro è costituito da travature lignee che sostengono una rete sotto le cupole dei fermentatori secondario e terziario su cui si insediano particolari flore batteriche solfoossidanti.

La scelta aziendale mira a ridurre il più rapidamente possibile dal mix in ingresso la parte relativa alla frazione "nobile" fermentabile (trinciato di mais) sostituendola gradatamente mediante sperimentazioni con sottoprodotti di varia origine facilmente ed economicamente reperibili. Benché l'attuale regime d'incentivazione renda comunque profittevole l'uso di biomassa appositamente coltivata, l'azienda intende comunque acquisire il know-how tecnico gestionale necessario per condurre l'impianto in condizioni d'incentivazione economica meno favorevoli. Oltre alla possibilità di reperire presso altre aziende agricole limitrofe un'ulteriore quota di effluenti di allevamento (substrato estremamente collaudato), l'azienda ritiene perseguibile la possibilità di utilizzare scarti di macellazione proveniente dal macello bovino (di proprietà) ubicato a 30 km di distanza dall'azienda agricola.

I sottoprodotti di origine animale (SOA)

La composizione degli scarti provenienti dai macelli è mediamente costituita da: C (48%), H (8,5%), O (28%), N (9,5%) e Ceneri (6%). L'umidità media è intorno al 60% ed il P.C.I. si aggira intorno a 20000 kJ/kg riferito alla sostanza secca (Pierpaoli P., Falappa L., 2006).

L'elevato contenuto di umidità richiede dunque una fase preliminare di essiccamento (spesso molto energivora) per poter procedere con l'incenerimento di tali sottoprodotti. Ciò rende favorevole una loro valorizzazione energetica attraverso il processo di conversione in biogas. Non tutto i residui di macellazione possono però essere avviati a processo anaerobico, sia per questioni impiantistiche (tipicamente nel caso delle parti ossee), sia per aspetti legati alle normative di sicurezza sanitaria sia nazionali che comunitarie, in particolare a seguito delle disposizioni attuate per il contenimento e prevenzione della diffusione della BSE e di altre encefalopatie trasmissibili.

Nello specifico, il Regolamento CE n. 1069/2009 che abroga il precedente regolamento 1774/2002 "Norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano" suddivide i sottoprodotti di origine animale in tre categorie sulla base della pericolosità ed esplicitando per ognuna le tipologie di impiego e trattamento consentite. Il Regolamento, riprendendo così la classificazione del 1774/2002, include nella categoria 1 materiali specifici a rischio BSE e carcasse di animali non provenienti da attività zootecniche: per tale categoria l'unica opzione possibile è l'incenerimento.

Sostanzialmente i sottoprodotti di categoria 2 e 3 (purché non miscelati con quelli di categoria 1) possono essere avviati a digestione anaerobica, ad esempio: contenuto del tubo digerente, parti solide non idonee al

consumo umano prive di indizi di malattie trasmissibili e provenienti da carcasse giudicate idonee al consumo umano, sangue non edibile, etc.

Va considerato inoltre che i SOA non destinati ad incenerimento, prima di qualsiasi valorizzazione (compreso il recupero energetico negli impianti a biogas) devono essere sottoposti, secondo normativa, ad una riduzione a pezzatura massima di 12 mm e pastorizzazione della durata di un'ora a 70 °C; occorre pertanto prevedere un costo d'impianto accessorio per consentire questa fase preliminare di processo, il cui costo d'esercizio potrebbe però ritenersi prossimo a zero, potendo convenientemente utilizzare il calore del cogeneratore proveniente dal circuito di raffreddamento.

La valutazione delle quantità disponibili e dunque avviabili a fermentazione anaerobica va condotta ipotizzando una resa media di macellazione che è fortemente dipendente in primo luogo dalla specie animale considerata e dall'età a cui il capo viene macellato. Sono stati condotti studi da Enea che, a partire da dati ISTAT relativi al settore italiano della macellazione, riportano il potenziale nazionale annuo in termini di biomassa avviabile a fermentazione e, conseguentemente, producibilità di biogas teorica attesa. I risultati suddivisi per regione e tipologia di bestiame (escluso il settore avicunicolo) sono riportati nella tabella sottostante:

Scarti di macellazione Regioni	Bovini e Bufalini			Suini			Ovicaprini			
	Producibilità di BIOGAS (Nm ³ /anno)	TOT scarto digeribile macellazione (t)	Numero capi macellati	Producibilità di BIOGAS (Nm ³ /anno)	TOT scarto digeribile macellazione (t)	Numero capi macellati	Producibilità di BIOGAS (Nm ³ /anno)	TOT scarto digeribile macellazione (t)	Numero capi macellati	
NORD	Piemonte	2.411.536	23.049	522.165	1.698.550	16.235	808.725	18.946	181	48.816
	Valle-D'Aosta	34.746	332	8.326	494	5	250	1.518	15	2.774
	Lombardia	3.796.952	36.291	762.967	10.161.633	97.124	4.922.598	19.278	184	39.765
	Trentino-Alto-Adige	94.608	904	23.319	69.876	668	39.174	11.467	110	28.099
	Veneto	2.687.931	25.691	667.109	926.757	8.858	465.863	6.033	58	16.646
	Friuli-Venezia-Giulia	78.483	750	17.605	228.237	2.181	112.748	954	9	2.580
	Liguria	31.282	299	9.907	1.487	14	878	2.171	21	6.983
Emilia Romagna	2.015.515	19.264	518.742	8.244.856	78.804	3.788.275	7.864	75	15.708	
CENTRO	Toscana	281.862	2.694	73.710	508.594	4.861	272.833	151.498	1.448	435.855
	Umbria	136.674	1.306	31.023	768.850	7.349	377.722	53.819	514	142.988
	Marche	181.544	1.735	41.875	399.273	3.818	189.754	45.964	439	132.406
	Lazio	275.668	2.635	69.978	1.015.155	9.703	485.269	595.625	5.693	1.598.608
SUD	Abruzzo	113.243	1.082	27.855	749.770	7.168	418.779	256.908	2.456	518.068
	Molise	46.504	444	12.995	54.816	524	32.055	47.590	455	126.808
	Campania	801.997	7.665	186.265	594.520	5.882	347.198	167.691	1.603	499.177
	Puglia	196.702	1.880	56.446	167.724	1.603	101.331	292.694	2.798	802.260
	Basilicata	61.301	586	16.990	62.126	594	41.073	86.696	829	260.279
	Calabria	221.967	2.122	57.035	209.515	2.003	143.968	79.398	759	236.475
	Sicilia	500.443	4.783	129.852	223.932	2.140	175.052	126.781	1.212	300.621
	Sardegna	182.733	1.747	48.051	407.328	3.893	646.661	462.532	4.421	1.688.379
	TOTALE	14.151.691	135.261	3.363.058	26.493.493	253.223	13.380.004	2.435.425	23.278	6.898.885

(Tabella 3: Potenziale italiano annuo da SOA, Enea, 2009)

Si stima dunque un valore annuo complessivo di circa 500000 t di scarti che possono consentire una produzione di intorno a 43 mln di Nm³ di biogas. Questo valore è corrispondente a un contenuto energetico (considerando un potenziale di 6 kWh/Nm³ di biogas) di circa 250 di GWh. Tale dato include però la quota assorbita dagli altri utilizzi dei sottoprodotti già in essere (produzione fertilizzanti, saponi e farine animali) ed inoltre assume sempre possibile il recupero differenziato di materiale di categoria 2 e 3 da parte di ogni macello. Nei piccoli macelli spesso ciò non avviene e questi scarti, accorpati a quelli di categoria 1, vengono inviati a incenerimento. È però un potenziale cautelativo in quanto non considera gli scarti derivanti dalla non commercializzazione (es. invenduti) e quelli provenienti (a valle del macello) dall'industria di trasformazione delle carni (Enea, 2009).

Il potenziale proveniente da SOA è dunque molto promettente e potrebbe costituire nel settore del biogas una fonte energetica ad elevato potere metanigeno a costo ridottissimo o addirittura voce attiva di ricavo essa stessa per il conduttore dell'impianto. Lo smaltimento di tali sottoprodotti (come nel caso della FORSU per le aziende di nettezza urbana e dei residui agroindustriali) rappresenta quasi sempre un costo per il produttore (talvolta notevole) indipendentemente dalla destinazione finale ed indipendentemente dalla possibilità per lo smaltitore di ricavarne un ulteriore reddito.

Attualmente la possibilità di avviare a fermentazione substrati diversi dai reflui d'allevamento o da colture dedicate sembra avere ancora, diversamente da altri paesi, scarsa importanza nella realtà italiana. La ragione fondamentale dello scarso ricorso ai sottoprodotti in genere è dovuta alle incertezze normative che possono pregiudicare la possibilità di utilizzare il digestato (ricco di azoto ammoniacale) per lo spandimento in

campo. Il D.Lgs 152 del 1999 e l'ultimo D.M. del 7 aprile 2006, in recepimento alla direttiva comunitaria 91/676/CE (comunemente nota come direttiva nitrati) di fatto pongono già vincoli sui quantitativi massimi spandibili in campo fissando un limite di 340 kg/ha di azoto per le zone ordinarie e 170 kg/ha per le zone vulnerabili. Questi valori sono già talvolta critici ed obbligano aziende a reperire terreni terzi per lo spandimento. Tutto ciò può comunque avvenire solo qualora il digestato (e quindi, a monte di esso, la biomassa in ingresso) non venga considerato fattispecie rientrante nella categoria dei rifiuti (regolamentati dalla Parte IV del D.Lgs 152/2006), situazione questa che, di fatto, escluderebbe un utilizzo agronomico del residuo.

Conclusioni

La diffusione europea della digestione anaerobica conta attualmente più di 1600 impianti funzionanti con effluenti da depurazione di acque reflue civili. A ciò si aggiungono oltre 3500 installazioni operanti con reflui zootecnici e circa 500 impianti di recupero e valorizzazione biogas da discariche. Si sta inoltre rapidamente diffondendo la tipologia di impianti operanti con FORSU eventualmente in codigestione con altri substrati.

Nel 2009 la produzione europea di energia primaria da biogas è stata 8,3 Mtep con un incremento di circa il 4% rispetto all'anno precedente (la quota di energia elettrica generata è stata pari a 25,2 TWh). Il 62,8% è stato prodotto in impianti di digestione specifici (di cui il 9,4% proviene in particolare da impianti operanti con fanghi di depurazione) mentre la considerevole restante parte deriva da impianti di recupero di biogas da discarica (Biogas Barometer, 2010). Sicuramente il quadro d'incentivazione economica favorevole sta rendendo tali investimenti molto appetibili ma occorre considerare (come già avvenuto in Europa nel settore fotovoltaico) un futuro abbassamento delle tariffe incentivanti con il proposito di raggiungere (o approssimarsi il più possibile) al punto di grid-parity. Attualmente in Italia l'incentivo (cosiddetta tariffa onnicomprensiva valida per 15 anni) ammonta per gli impianti di potenza elettrica inferiore a 1 MW a 0,28 €/kWh mentre gli impianti di potenza superiore accedono invece al meccanismo d'incentivazione variabile (e globalmente meno remunerativo) legato al mercato dei certificati verdi. Questa è la regione principale per la quale sono sostanzialmente scomparse, perlomeno in Italia, nuove installazioni di potenza superiore al MW. Se da un lato la scelta di privilegiare con il migliore regime d'incentivo solo gli impianti al di sotto di una certa soglia di potenza appare corretta nell'ottica di rispetto del concetto di filiera corta, d'altro canto si sta verificando un appiattimento nelle nuove domande d'insediamento che vanno appunto a convergere verso il limite massimo di potenza incentivabile con tariffa onnicomprensiva. Va notato infatti che attualmente l'impianto da 1 MW pur essendo il miglior compromesso tra remunerazione e costo d'investimento appare in moltissimi casi sovradimensionato rispetto alla maggior parte delle realtà agricole italiane.

A questo proposito sarà importante valutare le modalità di attuazione del D.Lgs 28/2011 (in recepimento alla Direttiva 2009/28/CE) che probabilmente, a partire dal 31/12/2012, prevederanno meccanismi correttivi per l'assegnazione di una tariffa base d'incentivazione inferiore all'attuale, eventualmente incrementabile da bonus tariffari concessi agli impianti più "virtuosi".

Attualmente nelle filiere esistenti basate su mais (e varianti con aggiunta di ciclo colturale vernino) si rileva nel caso di impianti da 1 MW, un costo per l'approvvigionamento di biomassa intorno a 0,1 €/kWh_{el} che, con l'aggiunta degli ulteriori costi di gestione/manutenzione e dei costi d'ammortamento (ognuno pari a circa 0,04 €/kWh_{el}), porta i costi complessivi intorno a 0,18 €/kWh. Dunque, attualmente, anche nelle filiere più "dispendiose" il margine resta interessante.

In ipotesi di revisione della tariffa onnicomprensiva la natura dei bonus aggiuntivi potrà essere legata in senso lato all'efficienza ambientale complessiva dell'impianto e questa potrebbe potenzialmente essere declinata in diversi aspetti: bonus per l'utilizzo del calore di processo al di fuori degli autoconsumi dell'impianto, bonus per la scelta di tecnologie innovative, bonus per l'efficienza complessiva della filiera. E' quindi evidente che, correttamente, verrebbero premiate le installazioni a maggiore compatibilità ambientale. Tra le innovazioni già reperibili sul mercato vi sono ad esempio cogeneratori a ciclo Otto accoppiati a cicli vapore ORC che operando con liquidi organici basso bollenti, consentono il recupero di parte del calore proveniente dai fumi di combustione potendo innalzare il rendimento elettrico complessivo di circa il 10%.

Inoltre nell'ottica di miglioramento dell'efficienza complessiva di filiera, come per gli altri settori agroenergetici, sono in atto sperimentazioni che intendono valutare l'avvio a digestione di colture energetiche alternative alle più comunemente adottate (tipicamente mais in primo raccolto o mais + triticale). In tal senso appaiono promettenti le filiere basate su arundo donax. Questa specie vegetale poliennale presenta anche su terreni marginali rese elevatissime sia in termini di sostanza secca comprese tra 15-35 t/ha

(Candolo G., 2006), sia in termini di potenziale metanigeno (paragonabili a quelle del trinciato di mais) a fronte di input energetici in fase colturale molto ridotti rispetto alle coltivazioni cerealicole tradizionali.

Esiste poi un altro aspetto fondamentale, benché meno appariscente, per il miglioramento dell'efficienza complessiva di un sistema basato su digestione/codigestione anaerobica con colture dedicate: il corretto insilamento della biomassa fresca nelle trincee di stoccaggio. Si stima infatti che fermentazioni anomale, sigillature imperfette dei teli di copertura o errata progettazione delle trincee (ad esempio: fronte di carico troppo ampio) possano causare ciascuna perdite in valore energetico dell'insilato fino al 10%. Pertanto risulta sin d'ora importante monitorare la corretta conservazione delle biomasse attraverso carotaggi che evidenzino una corretta massa volumica (normalmente intorno a 600-700 kg/m³) e termografie in grado di rilevare punti di surriscaldamento anomalo causati da infiltrazioni d'aria.

Nell'intero settore agro energetico, il dibattito sul concetto di efficienza di filiera si è concentrato molto (forse anche eccessivamente, dato l'effettivo peso del trasporto sull'efficienza complessiva) sulla definizione di areali di approvvigionamento della biomassa, ossia sulla definizione di raggi massimi di distanza biomassa-impianto. Un approccio di questo genere porta però necessariamente a delle astrazioni che prescindono dalle realtà logistiche specifiche (ad esempio la rete viaria e la morfologia del territorio), pertanto potrebbero considerarsi filiere a km zero, in prima battuta, le realtà in cui tutta la biomassa necessaria per l'impianto (e successivo spandimento su terreno) venga movimentata unicamente con l'ausilio di mezzi agricoli, senza dunque la necessità di trasbordo su vettori di trasporto veloce.

Bibliografia

- A.A.V.V., "Biogas Barometer EurObserv'er", Le journal des énergies renouvelables, 200, 104-119, 2010
Adani A., Arioli A., Rotundo D., Boicelli V., Atti del convegno "Biogas: come sarà l'impianto del futuro", Gruppo24ore, SolarExpo Verona, 2011
Bonazzi G., "Sempre più difficile gestire e smaltire le deiezioni", L'informatore agrario, 1, 41-42, 2007
Candolo G., "Energia dalle biomasse vegetali: le opportunità per le aziende agricole", Agronomica, 4, 26-35, 2006
Colonna N., Alfano V., Gaeta M., La stima del potenziale di biogas da biomasse di scarto del settore zootecnico in Italia, Enea, 2009
Fabbri C., Shams-Eddin S., Bondi F., Piccinini S., "Efficienza e problematiche di un impianto di digestione anaerobica a colture dedicate, IA Ingegneria Ambientale Vol. XL, 1, 29-40, 2011
Fabbri C., Soldano M., Piccinini S., "L'agricoltore crede nel biogas e i numeri lo confermano", L'informatore agrario, 30, 63-71, 2010
Fabbri C., "Biomasse e redditività degli impianti a biogas", Agricoltura, aprile, 52-53, 2011
Pettenella D., Gallo D., "Analisi economico - ambientale degli impianti a biogas, Programma nazionale biocarburanti Probio progetto biogas", Università di Padova, Facoltà di Agraria Dipartimento Territorio e Sistemi Agro-Forestali, Padova, 2008
Piccinini S., Bonazzi G., Fabbri C., Sassi D., Schiff M. C., Soldano M., Verzellesi F., "Energia dal Biogas", PSR 2011-2013 della Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia
Pierpaoli P., Falappa L., "Energia da biomasse disponibilità e potenzialità energetica nelle Marche", Regioni e Ambiente, 36-39, 2006
Rossi L., "Energia da sottoprodotti, ecco cosa cambia con la nuova legge", Energia rinnovabile, 16, 25-27, 2011

Summary

BIOGAS PLANTS: NEW FEEDS FOR BETTER ECONOMIC YIELDS

Anaerobic digestion of biomasses is commonly used in well known processes to produce biogas used in CHP plants to produce both heat and electricity and it started to be used to manage sludge waters and cattle manures. Since electricity production from renewable sources is encouraged with subsidies the number (and the average dimension) of biogas plants in EU is fastly growing and in Italy has doubled in the last 3 years. To reach best production performances and best money incomes, the most part of plants is now operating in co-digestion with more than one feed. That means generally feeding the plants with a large part of energy crops. Keeping interesting economic results is the key challenge especially for the next years when subsidies reductions are expected with the aim to reach grid parity with conventional energy sources. In this scenario it will be important to find new cheaper biomasses with high methane yield such as wastes from slaughter houses. A recent plant operating in codigestion with bovine manure and energetic crop in northern Italy (Piedmont) has been examined.