

**ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI  
BOLOGNA**

---

**FACOLTA' DI INGEGNERIA**

**CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE  
LAUREA SPECIALISTICA**

*DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA CIVILE, AMBIENTALE E DEI MATERIALI*

**TESI DI LAUREA**

in

**VALORIZZAZIONE DELLE RISORSE PRIMARIE E SECONDARIE**

**SCENARIO GLOBALE DELLE FONTI DI ENERGIA,  
RINNOVABILI E NON: PROSPETTIVE DELLA  
BIOMASSA ALGALE**

**CANDIDATO:**

Lorenzo Meini

**RELATORE:**

Chiar.ma Prof.  
Alessandra Bonoli

Anno Accademico 2010/2011  
Sessione I

*Dediche*

*All'utilizzo di "un" con l'apostrofo e "un" senza l'apostrofo  
rispettivamente  
per i sostantivi femminili e per quelli maschili.*

# Indice

## Introduzione

### Capitolo 1

Fabbisogno energetico 7  
Ruolo chiave risorse energetiche 13  
Efficienza energetica 17

### Capitolo 2

Fonti energetiche fossili 21  
Petrolio 23  
Carbone 35  
Gas naturale 49

### Capitolo 3

Nucleare 61

### Capitolo 4

Risorse rinnovabili 75  
Solare fotovoltaico 77  
Solare termodinamico 81  
Geotermia 85  
Eolico 91  
Idroelettrico 97  
Onde, correnti, maree.. 101

### Capitolo 5

Introduzione alle biomasse 105  
Le alghe 113  
Biologia e classificazione 115  
Sistemi di coltivazione 119  
Fasi della coltivazione 127  
Tecniche di conversione dell'energia da biomassa algale 137  
Processi multiuso con microalghe per la riduzione dei gas serra 153  
Analisi economica 163

## Conclusioni

## Bibliografia, Sitografia



# Introduzione

La produzione mondiale di petrolio sta per toccare il suo massimo mentre la fame di energia continua a crescere nel mondo. In chiave diversa, ma con risultato analogo, lo scetticismo si sta rapidamente allargando agli altri grandi motori dello sviluppo economico: carbone e gas. La crisi dell'energia è entrata nella consapevolezza comune.

Contemporaneamente questo scetticismo si è riversato sull'altra grande questione del XXI secolo: il mutamento di clima, il riscaldamento globale, le emissioni di anidride carbonica. Si è passati dall'indifferenza iniziale, nel volgere di pochi anni, a un allarme pressochè generale. Le due crisi si assomigliano, si specchiano e risolvere una significa in larga parte risolvere anche la seconda, soprattutto per quel che riguarda l'abbattimento di CO<sub>2</sub>.

La recessione che stiamo vivendo attualmente comprime la domanda, appanna la consapevolezza delle due crisi ma soprattutto le difficoltà finanziarie conseguenti hanno ridotto gli investimenti nelle rinnovabili e la capacità di programmare il futuro energetico.

La prima considerazione è che un miracolo come quello del petrolio non sia ripetibile. La strada verso i biocombustibili è ancora lunga ma le ipotesi e le promesse come quella delle microalghe non mancano.

Cattura e sequestro di CO<sub>2</sub> di gas e carbone, nucleare, geotermia, vento, sole, biomasse, onde e maree. Le soluzioni e le prospettive sono numerose.

In ogni caso, l'energia del futuro prossimo sarà un mix di diverse fonti.

Questa tesi è un'istantanea sullo stato attuale delle fonti energetiche, delle tecnologie e della ricerca con un focus specifico sull'analisi delle prospettive della biomassa algale.



# Capitolo 1

## Fabbisogno Energetico

L'energia è la forza che fa girare il mondo ed è ciò che ci alimenta. E' definita come la capacità di un corpo di compiere lavoro. Che sia energia solare, elettrica, nucleare o del vento la società moderna ne ha bisogno perchè è ciò che le permette di funzionare. E' un bene sul quale si fonda lo sviluppo dell'umanità, le grandi trasformazioni della società sono sempre state accompagnate da nuovi modi di produrre e consumare energia. Città, complessi industriali, apparecchi tecnologici non potrebbero funzionare senza una regolare e costante fornitura. La sua disponibilità è tra i principali fattori di sviluppo, l'aumento delle condizioni di benessere degli ultimi due secoli è evidentemente legato all'evoluzione economica ed energetica.

I consumi a livello mondiale continuano a crescere e questo vale sia per i paesi sviluppati che per quelli in via di sviluppo, le cause sono essenzialmente i ritmi di crescita dell'economia mondiale e la crescita demografica. Lo sviluppo delle attività economiche è intenso e gli economisti prevedono un incremento per i prossimi 5 anni del 3-4%<sup>1</sup>; il motore di questa crescita si colloca soprattutto in Asia e i paesi di riferimento sono Cina e India senza però dimenticare il contributo di un altro colosso come il Brasile.

Nei due paesi asiatici il reddito medio annuo ha ormai raggiunto la soglia dei 3000 dollari, livello che produce l'incremento della domanda di energia e di beni ad alto valore energetico come automobili ed elettrodomestici. Le previsioni dicono che nei prossimi venti anni il numero di automobili che circoleranno in Cina salirà dagli attuali 30 milioni a 200 milioni e in parallelo un

---

<sup>1</sup> L. Castagna, *Il pianeta in riserva*, Bologna, ed. Pendragon 2008, p. 11.

andamento simile avverrà in India<sup>2</sup>. Avremo, quindi, maggiori consumi energetici a causa dello sviluppo economico, della crescita demografica e dell'aumento dei redditi delle famiglie le quali potranno spendere di più per raggiungere standard di benessere e di vita più elevati.

I dati relativi alla crescita demografica sono molto chiari<sup>3</sup>:

- ogni giorno i nuovi nati sono circa 250.000;
- ogni secondo nel mondo nascono 3 bambini;
- ogni anno la popolazione mondiale cresce di 80 milioni;
- in 200 giorni i nuovi nati sono pari alla popolazione italiana;
- negli ultimi 20 anni la popolazione è aumentata di 1 miliardo e 600 milioni di persone;
- l'80% dei nuovi nati risiede in un paese in via di sviluppo;
- l'attuale tasso di crescita demografica è dell'1,2% annuo.

La popolazione del pianeta nei prossimi 40 anni passerà da 6,7 miliardi a 9,2 miliardi di persone, l'incremento è di 2,5 miliardi (previsioni Onu 2006)<sup>4</sup>. Questo è un fenomeno chiave e moltiplicatore del consumo di risorse. La domanda energetica globale è un fattore direttamente proporzionale all'andamento del PIL dei singoli Paesi. Nonostante la crisi economica, il PIL mondiale è previsto comunque in crescita nei prossimi anni: a causa di ciò è lecito aspettarsi un aumento della domanda dei vari Paesi, differente però tra Paesi già sviluppati e Paesi in via di sviluppo (Cina e India). Il fabbisogno di energia, per questi motivi, continuerà ad aumentare come dimostrano le previsioni rispettivamente di BP, IEA e EIA<sup>5</sup>.

---

<sup>2</sup> L. Castagna, *op. cit.*, p.14.

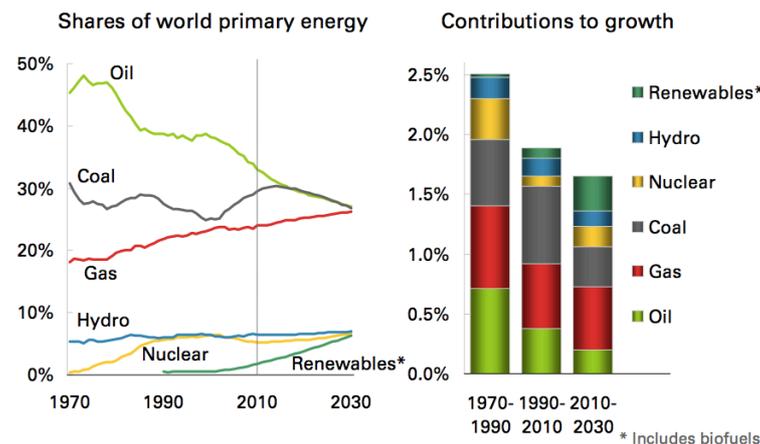
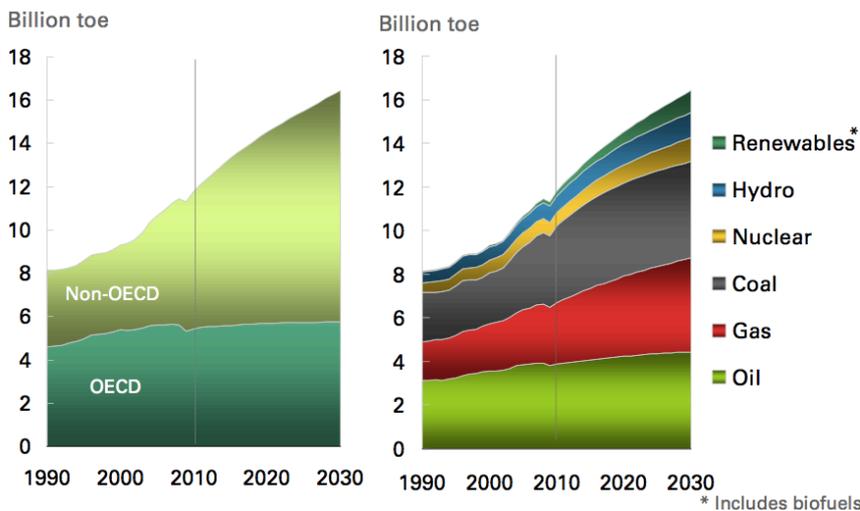
<sup>3</sup> *Ibidem* p. 14.

<sup>4</sup> *Ibidem* p. 16.

<sup>5</sup> BP: originariamente *British Petroleum*, è una società del Regno Unito operante nel settore energetico e soprattutto del petrolio e del gas naturale. Dal 2002 diventa *Beyond Petroleum*. IEA: *International Energy Agency* è un'organizzazione internazionale fondata nel 1974 dall'Oecd (*Organisation for Economic Co-operation and Development*) con lo scopo di coordinare le politiche energetiche dei paesi membri al fine di garantire la stabilità energetica per lo sviluppo economico.

EIA: *Energy Information Administration* è l'agenzia di analisi e statistica dei dati energetici dell'*United States Department of Energy*.

Secondo i dati di BP il consumo di energia primaria prendendo come riferimento il 2010 è cresciuto del 45% nei passati venti anni mentre crescerà del 39% nei prossimi venti. L'incremento annuale dei consumi dal 2010 al 2030 sarà dell'1.7% in lieve discesa dal 2020 in avanti. Differente è però il contributo dei paesi facenti parte o meno dell'OECD. I primi determinano un incremento dei consumi del 6% alla data del 2030 con una crescita media dello 0,3%. I secondi avranno un aumento dei consumi del 68% alla scadenza del 2030 e una crescita media per anno del 2.6%. Le risorse che cresceranno di più saranno le energie rinnovabili con una prospettiva media dell'8,2% per anno dal 2010 al 2030 mentre tra i combustibili fossili il maggior incremento è per i gas naturali con il 2,1% annuo. Si passa in totale da un consumo di circa 12.000 Mtep del 2010 ai circa 16.000 Mtep del 2030 (L'unità di misura del grafico è il bilione che negli Usa e in Gb è 10<sup>9</sup>, quindi 12 billion toe (cioè 12 miliardi di *tonne of oil equivalent*) è uguale a 12.000 Mtep (tonnellata di petrolio equivalente)). L'80% dei consumi avverrà da fonti rinnovabili mentre il 20% da fonti non rinnovabili.



Grafici: consumo di energia primaria e percentuale di fonti fossili e rinnovabili. Fonte: Bp, *Energy Outlook 2030*.

L'IEA ha elaborato invece tre possibili scenari energetici per il futuro in funzione degli interventi della comunità internazionale e dei governi sulle politiche riguardanti la CO<sub>2</sub>. Il primo, "Politiche Attuali", è quello più conservativo e non prevede alcun cambiamento rispetto alle politiche energetiche attualmente applicate. Il secondo, "Nuove Politiche", prevede che i governi attuino con gradualità le decisioni già annunciate negli ultimi anni<sup>6</sup> per ridurre le emissioni di gas serra così come gli incentivi alle fonti fossili. Il terzo scenario, denominato "450", indica invece la strada più virtuosa quella che dovrebbe essere percorsa per contenere l'aumento della temperatura sotto il limite dei due gradi; un risultato che potrà essere raggiunto solo se la concentrazione di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera non supererà le 450 parti per milione (p.p.m). L'IEA mostra che nel 2008 i consumi di energia primaria sono stati di 12.267,38 Mtep e le previsioni per il 2030 sono diverse se si fa riferimento allo scenario "450" (14.389 Mtep, con apporto del 22% da parte delle fonti rinnovabili) o alle "Politiche Attuali" (16.790 Mtep, con apporto del 14,2% da parte delle fonti rinnovabili).

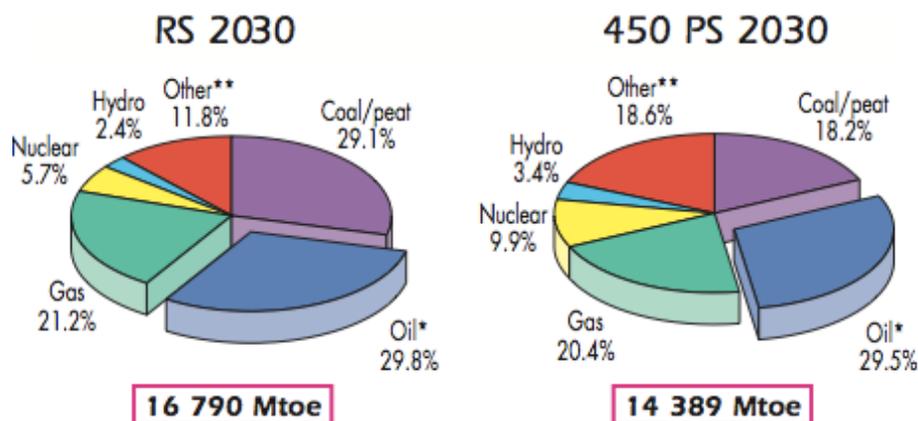


Grafico: consumo di energia primaria e suddivisione percentuale di fonti fossili e rinnovabili nei due diversi scenari per l'anno 2030. Fonte: IEA, *Key World Energy Statistics*.

<sup>6</sup> Impegni presi nella Conferenza sul Clima 2010 tenutasi a Cancun.

Secondo i dati EIA il consumo mondiale di energia crescerà del 49% dal 2007 al 2035, ovvero dell'1.4% all'anno, e i maggiori responsabili di questo aumento saranno i paesi non facenti parte dell'OECD. Si passa da una domanda di 495 quadrilioni Btu (12.473 Mtep) a una stima per il 2035 di 739 quadrilioni Btu (18.622 Mtep). Il 2007 è l'anno del punto di pareggio del consumo di energia dei paesi non-OECD con quelli OECD, secondo le previsioni i primi consumeranno il 32% in più dei paesi OECD nel 2020 e il 63% in più nel 2035 con un aumento medio per anno del 2,25%.

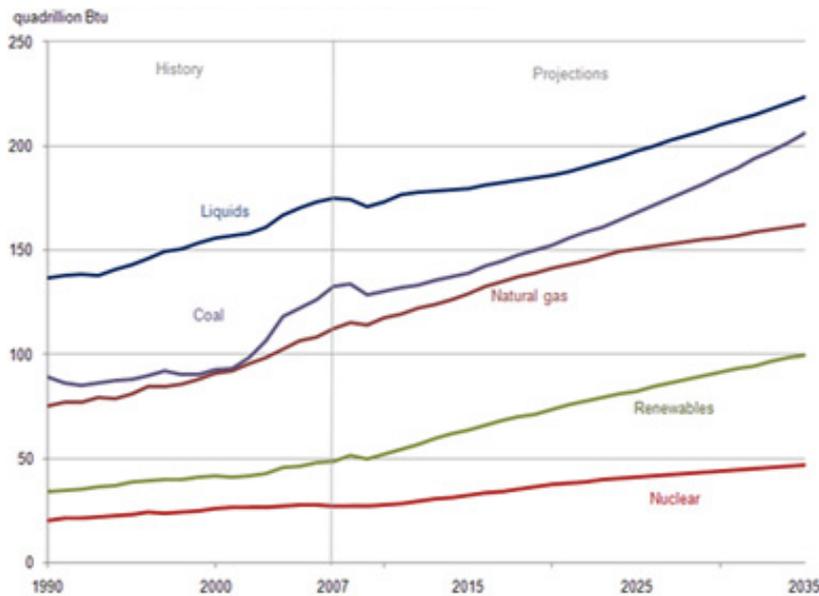


Grafico: consumo di energia primaria in Btu. Fonte: EIA, *International Energy Outlook 2010*.

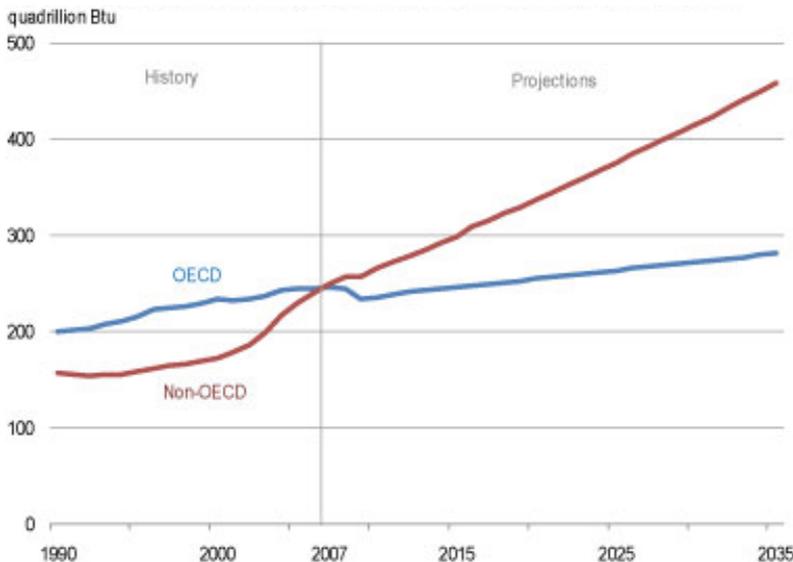


Grafico: consumo di energia in paesi Oecd e non-Oecd. Fonte: EIA, *International Energy Outlook 2010*.

I dati che sono stati riportati convergono verso valori e previsioni approssimativamente simili, ciò che è evidente è che il consumo e la domanda di energia continueranno la loro crescita a causa dell'aumento demografico e dello sviluppo economico dei paesi OECD e non-OECD. Diventa obbligatoria un'attenta analisi per poter soddisfare questo crescente ed enorme fabbisogno energetico in previsione di possibili tensioni legate all'esaurimento e alla carenza di fonti fossili che sono il sostegno primario per lo sviluppo delle economie dei singoli Stati; soprattutto adesso in cui è forte la spinta verso lo sviluppo da parte di Paesi come Cina e India e in maniera reale e concreta si sta dibattendo sull'esaurimento di un combustibile fossile fondamentale come il petrolio. Trovare un corretto mix di fonti energetiche che sostengano lo sviluppo economico e che siano coerenti con gli impegni presi nella riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> è un passaggio necessario.

## Ruolo Chiave Risorse Energetiche

Le fonti di energia ricoprono un ruolo fondamentale nello sviluppo economico e nelle strategie dei singoli Stati, così come hanno un ruolo chiave nel soddisfare bisogni e determinati standard di vita delle persone. Al momento non abbiamo risorse comparabili ai combustibili fossili e senza questi saremmo al buio, al freddo, non utilizzeremmo autovetture, non potremmo usufruire di certe tecnologie. La parola magica è energia che ricaviamo dalle risorse che suddividiamo in rinnovabili e non rinnovabili; per adesso, più dell'80% della domanda viene soddisfatta dalle non rinnovabili e il petrolio ha il ruolo principale.

Il nostro sistema di progresso e sviluppo industriale, a partire soprattutto dalla seconda metà del XX secolo, ha poggiato le sue fondamenta sull'utilizzo in maniera intensiva di questa sostanza. Il petrolio è una fonte di energia facilmente trasportabile ed utilizzabile, e questo lo rende una delle materie prime più importanti, un bene strategico per il quale scatenare tensioni internazionali. Del petrolio non ne possiamo fare a meno, è una risorsa primaria.

Analizzando la storia contemporanea, la prima guerra mondiale fu ancora relativamente indipendente dal petrolio, l'energia a quel tempo era principalmente una questione di carbone. Ma già a partire dalla seconda divenne un fattore chiave, anche perchè la sua distribuzione sulla Terra era, ed è, eterogenea e concentrata in specifiche aree. L'attacco del Giappone agli Stati Uniti nel 1941 fu il primo caso storico di un conflitto causato anche da una questione energetica<sup>7</sup>.

Negli anni successivi alla guerra il mondo si separò in due blocchi, ognuno dei quali era sostanzialmente autonomo in termini di risorse energetiche. Da una parte l'Occidente che aveva i pozzi Usa come risorsa principale, dall'altra l'Unione Sovietica che utilizzava pozzi siberiani e caucasici. La situazione di tensione e di conflitto fra i due schieramenti crebbe nel momento in cui si esaurirono progressivamente le scorte di petrolio reciproche. E' quindi

---

<sup>7</sup> U. Bardi, *La fine del petrolio*, Roma, ed. Editori Riuniti, 2003, p. 156.

possibile correlare molti degli eventi, dagli anni cinquanta ad oggi, con l'andamento dell'estrazione di petrolio<sup>8</sup>.

Nel 1971 la produzione petrolifera americana raggiunse il suo massimo e cominciò a declinare, rivelandosi insufficiente per rifornire l'espansione economica occidentale. Allo stesso tempo il petrolio sovietico rimaneva abbondante ma il governo russo sapeva esattamente che non sarebbe durato in eterno. L'elemento cruciale della lotta e delle tensioni fra Usa e Unione Sovietica diventò di conseguenza il petrolio del Medio Oriente in cui entrambi cercarono di stabilirsi. I russi furono respinti non tanto per motivi militari quanto economici, i paesi produttori avevano tutto l'interesse ad allearsi con quel blocco che offriva il mercato migliore e questo era evidentemente l'Occidente<sup>9</sup>. Ciò portò ad un mondo in maggior misura dominato dal petrolio medio orientale e dove l'economia sovietica venne marginalizzata.

In seguito il crollo dei prezzi del petrolio nel 1986 mise l'Urss in grave difficoltà; secondo alcune interpretazioni l'aumento della produzione dell'Arabia Saudita, che fu uno dei fattori principali del crollo dei prezzi, fu richiesto dal governo americano appositamente per causare il crollo dell'Urss. Verso la fine degli anni ottanta le spese militari avevano mandato in bancarotta l'economia sovietica e il crollo del sistema e della produzione petrolifera si verificarono contemporaneamente. Risultò evidente la difficoltà della produzione di petrolio sovietica di star dietro alla necessità di energia dell'industria civile e militare<sup>10</sup>.

Lo scontro fra i 2 massimi blocchi planetari è continuato poi con conflitti locali in zone ricche di questa risorsa. La guerra del Golfo<sup>11</sup> del 1991 è stata chiaramente una questione di petrolio, uno dei fattori fondamentali che la

---

<sup>8</sup> U. Bardi, *op. cit.*, p. 157-158.

<sup>9</sup> *Ibidem* p 158.

<sup>10</sup> *Ibidem* p.159.

<sup>11</sup> Era cominciata per l'accusa dell'Iraq al Kuwait di pompare petrolio dai pozzi della regione di Rumalia che si trovavano nel territorio iracheno. Questo portò all'invasione del Kuwait da parte degli iracheni i quali furono espulsi da una coalizione di stati occidentali e arabi in una breve e sanguinosa campagna militare.

causò fu la preoccupazione, sia in Occidente che in diversi paesi arabi, che l'Iraq stesse diventando un paese troppo potente attraverso l'utilizzo delle sue considerevoli risorse petrolifere. Bombardamenti del territorio iracheno da parte di Stati Uniti e Gran Bretagna sono continuati fino al 2003. Il governo americano ha fornito molte e varie giustificazioni per la guerra in Iraq, l'unica giustificazione che ha sempre evitato di dare è stata il petrolio. In realtà, è da ritenersi la causa principale<sup>12</sup>.

L'accesso alle risorse diventa fondamentale anche se guardiamo a tre blocchi in particolare: Stati Uniti, Unione Europea e Cina. Attorno al tema energia ruotano conflitti e decisioni a livello politico da parte dei tre schieramenti appena citati. Nel rapporto *Energy Policy Development Group (Usa)* del 2001<sup>13</sup> viene evidenziato come l'economia globale continuerà a dipendere dal rifornimento di petrolio dei paesi arabi e si sottolinea che questa regione rimarrà vitale per gli Stati Uniti. Ne consegue che per lo stato americano era ed è una priorità strategica mantenere l'accesso a questa risorsa; a distanza di pochi mesi da quel 2001 si è poi verificata l'invasione in Iraq. E' molto probabile che ci sia una correlazione.

Le risorse energetiche, quindi, sono la chiave dello sviluppo e si ricerca un controllo pianificato per fare in modo che non vadano a finire in mano ad altri. La Cina, adesso, è in grande espansione ma per poterla sostenere ha bisogno anche di energia sotto forma di petrolio del Medio Oriente. Ovviamente se questo petrolio fosse sotto il controllo diretto degli Stati Uniti la Cina si troverebbe in una situazione strategica molto svantaggiosa e questo vale anche per l'Unione Europea.

Il momento di tensione e conflitto massimo potrebbe verificarsi nel momento in cui questa risorsa potrebbe non essere sufficiente per soddisfare le esigenze di Cina, Unione Europea e Stati Uniti allo stesso tempo. Il periodo in cui comincerà a scarseggiare non è molto lontano e quindi, fin da adesso, dobbiamo cominciare a pensare di ridurre o eliminare la nostra dipendenza dal combustibile fossile per eccellenza. Ne consegue l'importanza vitale che

---

<sup>12</sup> U. Bardi, *op. cit.*, p. 162.

<sup>13</sup> *Ibidem* p. 162.

rivestono le fonti di energia e il ruolo chiave nelle scelte politiche e strategiche dei vari paesi.

## Efficienza Energetica

L'efficienza energetica è ciò che permette di tagliare e alleggerire ai civili e al settore industriale la bolletta, l'effetto serra, i consumi e la domanda di energia. Per far ciò non occorre una grande rivoluzione scientifica e tecnologica. A volte bastano anche semplici azioni e principi già a portata di mano. Per quanto riguarda palazzine ad uso abitativo o edifici per uso industriale risultano necessarie corrette e coerenti scelte dei materiali e opportune soluzioni costruttive. La scelta di materiali, anche volgari, ad elevata inerzia termica e la corretta esposizione degli edifici determina un notevole risparmio energetico. Questo aspetto è fondamentale e i risultati in termini di efficienza sono reali e tangibili.

La ricerca dell'efficienza è di per sé un passo decisivo soprattutto perché, almeno fino ad oggi, non esiste un'altra fonte che da sola ci consenta di risolvere il problema dell'energia e di sostituire quel tuttofare che è il petrolio, quindi bisogna pensare alla somma di diversi interventi parziali e l'efficienza energetica è uno di questi. Allo stesso tempo dobbiamo anche stravolgere la nostra cultura del fare, ovvero l'idea che per risolvere un problema occorra introdurre un elemento in più. Al contrario, quando parliamo di efficienza dobbiamo pensare a sottrarre e non ad aggiungere: ovvero risparmiare<sup>14</sup>. Dobbiamo abbandonare il concetto, determinato dal petrolio, di energia onnipresente, facile, abbondante e a basso costo. Un'arma fondamentale per far fronte alla crisi dell'energia è sicuramente una maggiore efficienza. Dobbiamo ottenere gli stessi risultati nell'alimentare la nostra vita cercando semplicemente di consumare meno energia.

Questo è il risultato di moltissimi interventi nella realtà quotidiana: nelle case, negli uffici, nelle fabbriche e nei trasporti. La somma però di questi interventi è enorme e la situazione attuale lo impone. Senza questi interventi, bruceremo in tempi rapidi le risorse a disposizione e aumenteremo

---

<sup>14</sup> M. Ricci, *Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non*, Bologna, ed. Muzzio, 2010, p. 50.

notevolmente il livello di inquinamento. Secondo l'IEA<sup>15</sup>, per mantenere la quota di anidride carbonica nell'atmosfera sotto le 450 parti per milione, impedendo che la temperatura media del globo salga di più di 2° centigradi, occorre un drastico taglio delle emissioni. La parte preponderante di questo taglio, ben il 54%, deve avvenire grazie all'efficienza.

Ognuno evidentemente può fornire il proprio contributo. Nelle classiche lampadine la luce è data da un filamento reso incandescente dall'elettricità che lo attraversa, più che una fonte di illuminazione è una stufa: solo il 3% dell'energia viene effettivamente convertito in luce. Basta sostituirla con una moderna lampadina fluorescente che dà la stessa luce, consuma fino a quattro quinti di energia in meno e ha una vita di 8.000 ore invece di 1.000. Oppure pensiamo alla luce rossa di stand by presente su televisore o pc. Questa lucina consuma molta energia, la quale non serve solo a tenerla accesa, ma segnala anche che i circuiti dell'apparecchio sono alimentati e assorbono energia. Proprio perchè alimentati questi circuiti possono entrare in funzione istantaneamente. Anche questo è il simbolo dello spreco: le statistiche dimostrano che più di un quinto dell'energia complessivamente impiegata dai nostri apparecchi domestici serve solo a tenere accesa questa lucina. Così svanisce nel nulla il 10% dell'elettricità utilizzata nelle nostre case<sup>16</sup>.

Gli apparecchi elettronici in genere rappresentano un consumo significativo; secondo il rapporto 2009 *Gadgets and Gigawatts*<sup>17</sup> dell'IEA l'energia richiesta dall'elettronica di consumo, dall'informatica e dalle telecomunicazioni raddoppierà entro il 2022 e triplicherà rispetto ad oggi nel 2030: ovvero quanto consumano da sole le famiglie giapponesi ed americane. L'efficienza nella costruzione di questi apparecchi è necessaria e possibile imponendo degli standard condivisi. Puntando su questo si può dimezzare la domanda di energia prevista per il 2020 senza compromettere i nostri stili di vita. Il settore chiave è l'industria, soprattutto nei paesi emergenti, dove l'efficienza

---

<sup>15</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p.50.

<sup>16</sup> *Ibidem* p. 51.

<sup>17</sup> *Ibidem* p. 51.

attuale è bassa e dunque darebbe un grosso aiuto verso dei potenziali risparmi. Un rapporto preparato per conto di GreenPeace<sup>18</sup>, dall'*End-use Efficiency Research Group* del Politecnico di Milano, calcola che investendo nell'energia efficiente l'Italia risparmierebbe, da qui al 2020, 65 miliardi di euro. Ovvero calcola che investire per consumare un chilowatt in meno costa meno di quanto sia necessario sborsare per produrre un chilowatt in più. Invece di vedere aumentare in Italia la domanda del 2% all'anno, come avviene attualmente, i consumi resterebbero fermi e nel 2020 ne impiegheremmo quanta ne utilizziamo oggi. Un altro esempio<sup>19</sup> riporta che, se il piano abbozzato dal governo Berlusconi (costruire quattro centrali nucleari per una potenza complessiva di 6.400 Mw) dovesse andare in porto, l'Italia spenderebbe almeno 25 miliardi di euro per soddisfare il 9,2% dei consumi italiani di energia. Se invece con un utilizzo più efficiente riuscissimo a tagliare il 10% dei consumi risparmierebbero gran parte di quei 25 miliardi investiti. La situazione attuale richiede efficienza. Dobbiamo assecondarla e non pensare che sia un concetto astratto, deve rappresentare il Dna dell'economia moderna.

---

<sup>18</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 53.

<sup>19</sup> *Ibidem* p. 55.



## Capitolo 2

### Fonti energetiche fossili

Si definiscono fossili quei combustibili derivanti dalla trasformazione, sviluppatasi in milioni di anni, di sostanza organica, seppellitasi sotto terra nel corso delle ere geologiche, in forme molecolari ricche di carbonio. Inoltre si può ritenere che i combustibili fossili costituiscano l'accumulo, sottoterra, di energia solare direttamente raccolta dai vegetali tramite la fotosintesi clorofilliana e indirettamente, tramite la catena alimentare, dagli organismi animali.

Rientrano in questo campo: petrolio, carbone, gas naturale; rappresentano oggi la principale fonte energetica, sfruttata dall'umanità grazie ad alcune importanti caratteristiche che li contraddistinguono: hanno un elevato rapporto energia/volume, sono facilmente trasportabili ed immagazzinabili, costano relativamente poco. Di contro hanno rilevanti svantaggi: sono inquinanti e producono anidride solforosa ( $\text{SO}_2$ ) responsabile delle piogge acide; il loro utilizzo determina l'incremento della quantità di anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ) in atmosfera, un gas non direttamente inquinante, ma ritenuto come uno dei maggiori responsabili del surriscaldamento globale (la quantità di  $\text{CO}_2$  emessa dipende dal tipo di combustibile utilizzato, il carbone produce il doppio di anidride carbonica rispetto al gas naturale); non sono risorse rinnovabili, dato che il processo di fossilizzazione della sostanza organica è estremamente lungo e la quantità che oggi si fossilizza è trascurabile rispetto ai fabbisogni energetici della società in cui viviamo. L'utilizzo sistematico di queste risorse risale alla rivoluzione industriale e quindi alla fine del XVIII secolo: il fabbisogno era principalmente soddisfatto

dall'utilizzo del carbone. L'incremento dei combustibili fossili come principale fonte di energia si è notevolmente consolidato nel XX secolo. Ne consegue che la società industriale si basa sul consumo di risorse energetiche intrinsecamente limitate in quantità e che stanno per diventare scarse. Quando lo faranno la concorrenza per quel che ne resta innescherà tensioni politiche ed economiche; e con visione pessimistica potremmo anche ritenere che alla fine potrebbe essere impossibile anche solamente per un unico paese sostenere l'industrializzazione e il progresso per come lo abbiamo conosciuti nel XX secolo<sup>20</sup>. E' un'idea fortemente pessimistica ma che deve essere l'input per trovare le soluzioni corrette per la dipendenza assoluta e completa delle moderne società industriali dai combustibili fossili e per l'incapacità dei succedanei di sostituire in pieno una fonte così comoda e concentrata.

Diviene indispensabile confrontarci con l'idea dell'inevitabilità di esaurimento e con l'immediatezza di un picco della produzione, il che significa che ogni anno che passa saranno disponibili sempre meno risorse non rinnovabili, indipendentemente da quante terre selvagge siano esplorate o da quanti nuovi pozzi siano trivellati. Nell'ultimo secolo abbiamo creato un modo di vivere basato sull'estrazione e sul consumo di fonti energetiche fossili in quantità enormi e in continuo aumento. Del resto, la nostra organizzazione economica trasforma l'energia in ricchezza e per questo ogni governo è mosso dalla volontà di procurarsi quanta più energia possibile.

La possibilità di modificare il trend energetico globale dipende dalla volontà di agire su più piani ognuno convergente verso l'obiettivo della riduzione dell'uso di fonti energetiche fossili.

E' inevitabile che dobbiamo porci delle domande su queste risorse: quanto petrolio rimane? Quanto carbone, quanto gas naturale? Resteremo mai a secco? Quando? Cosa succederà allora? Come prepararci a questo evento? I sostituti e le risorse rinnovabili consentiranno al progresso e all'industrializzazione di proseguire con i ritmi attuali?

---

<sup>20</sup> R. Heinberg, *La festa è finita*, Roma, ed. Fazi, 2003, p.3.

## Petrolio

La straordinaria importanza del petrolio sta nei dati che lo accompagnano: contribuisce per circa il 35% ai consumi energetici mondiali e la domanda aumenta ad un tasso dell'1,7% annuo (i paesi in via di sviluppo sono quelli che hanno il maggior tasso di crescita dei consumi di petrolio). Le ragioni di tale crescita sono:

- l'aumento dei redditi e dei consumi di beni e servizi nei paesi in via di sviluppo.
- l'incremento della motorizzazione per il trasporto di persone e merci.
- l'incremento dei consumi energetici nel settore civile, in particolare quello elettrico per il riscaldamento domestico.

L'aumento del consumo di petrolio è stato costante nel secolo scorso e ha avuto un'impennata a partire dalla seconda metà; nel 1970 la domanda complessiva era di 46,8 milioni di barili al giorno, nel 1990 è salita a 66,7 e nel 2007 ha superato gli 86 milioni di barili. La domanda è ancora in crescita e l'IEA prevede che nel 2015 arriverà a sfiorare 100 milioni di barili al giorno e nel 2030 i 120 milioni<sup>21</sup>.

Anni	Produzione
2000	77,1
2001	77,3
2002	77,0
2003	79,8
2004	83,2
2005	84,5
2010	91,6
2015	98,3
2020	104,1
2025	110,7
2030	118,0

Tabella: progressione dei consumi di petrolio in termini di milioni di barili al giorno. Fonte: *Monthly Oil Market IEA 2006*.

<sup>21</sup> L. Castagna, *op. cit.*, p. 29.

In particolare sono le economie emergenti quelle che aumentano maggiormente la domanda di petrolio perchè è la fonte energetica più facile da utilizzare, con tecnologie già ampiamente consolidate nei paesi industrializzati e facilmente trasferibili. Questa risorsa non è soltanto utilizzata per le automobili, per gli aerei, le navi, per riscaldare le nostre abitazioni o per produrre energia elettrica ma è diventata la materia prima indispensabile per produrre la maggior parte dei prodotti che consumiamo quotidianamente: il 90% circa dei prodotti che troviamo al supermercato contengono petrolio sotto forma di derivati chimici o di energia.

Attraverso il processo di raffinazione del greggio si ottengono i prodotti derivati, fra questi ha un'elevata importanza la produzione di sostanze chimiche per la realizzazione di materie plastiche ed altri materiali. L'importanza del petrolio come risorsa strategica deriva dal fatto che dalla sua distillazione si ricava una grande quantità di materie prime per uso industriale, per questo l'incremento del costo del petrolio determina un incremento a catena dei costi che riguardano la quasi totalità dei beni.

Il petrolio diventa quindi un elemento essenziale dell'epoca moderna, l'economia del XX secolo si è largamente fondata su questa fonte abbondante, apparentemente inesauribile e a buon mercato. E' un concentrato di energia, un litro di benzina equivale a 9 chilowattora facilmente usabili e trasportabili. Per fare quel litro la natura ha impiegato 25 tonnellate di antiche piante lasciate ai processi chimici e biologici per decine di milioni di anni<sup>22</sup>; in circa due secoli lo bruceremo tutto. Chip per computer, piatti, sci, lenti a contatto, detersivi, telefoni, anestetici, carte di credito, ombrelli, dentifrici, valvole cardiache sono tutti derivati del petrolio perchè di questo è fatta la plastica. E potremmo citare anche quello che mangiamo, visto che fertilizzanti e carburanti di macchine agricole derivano da questo. Insomma il petrolio è intorno a noi, rimane da stabilire quanto ce n'è sotto di noi.

Un barile di petrolio contiene convenzionalmente 159 litri di greggio, servono all'incirca 2 kg di petrolio per fare 1 kg di plastica per alimenti (Pet). Tenendo

---

<sup>22</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p.16.

conto che una bottiglia da un litro e mezzo pesa circa 40 grammi da un barile si possono produrre qualcosa come 1.750 bottiglie<sup>23</sup>.

Una prima classificazione del greggio dipende dai gradi API<sup>24</sup>: generalmente si definiscono oli pesanti quelli con °API minori di 25, ossia con peso specifico maggiore di 0,9; gli oli leggeri hanno densità attorno ai 40 °API, ossia peso specifico 0,83. Oltre a questo il greggio si caratterizza in base alla quantità di zolfo contenuta, maggiore è la sua presenza percentuale minore è il suo valore; lo zolfo riduce infatti il contenuto di energia del greggio rimpiazzando le molecole di idrocarburi. In più corrode i tubi di metallo e i serbatoi negli impianti di produzione e raffinazione, aumenta i costi di raffinazione e inquina quando viene bruciato. Il greggio può essere descritto come dolce, con basso contenuto di zolfo (minore dello 0,5%) , o acido, con alto contenuto di zolfo (maggiore dell'1,5%). I due greggi più famosi sono entrambi *light/sweet*: il WTI con zolfo allo 0,24% e °API 38 e il Brent con zolfo allo 0,37% e °API 37. Brent e WTI sono i principali benchmark per prezzare i differenti tipi di petrolio prodotti; il WTI è il principale riferimento per i mercati americani mentre il Brent è il riferimento per i mercati europei, ma è usato anche in Africa ed in Asia.

Il petrolio scoperto viene poi classificato in questo modo:

- Riserve certe: è la quantità di greggio presente nei giacimenti già scoperti e/ o in fase di sfruttamento ed ha costi di produzione molto bassi.
- Riserve probabili: giacimenti che possono essere sfruttati in presenza di un elevato prezzo del petrolio e con particolari tecniche estrattive.
- Riserve possibili: sono riserve difficilmente sfruttabili per ragioni tecniche ed economiche.

Oltre ai comuni giacimenti ci sono anche giacimenti non convenzionali dove il petrolio può essere mischiato a sabbia oppure contenuto in rocce che devono essere lavorate e sbriciolate per permetterne l'estrazione. Si utilizzano tecniche più complesse e soprattutto più costose rispetto al petrolio

---

<sup>23</sup> <http://www.repubblica.it/2008/01/sezioni/economia/petrolio-2/scheda-barile/scheda-barile.html>

<sup>24</sup> °API = [(141,4 / Peso Specifico) - 131,5]

classico; fra queste tipologie ricordiamo gli scisti bituminosi e le sabbie bituminose.

Rispetto a questa risorsa ci interessa ovviamente capire quanta disponibilità ancora ne abbiamo e fare una previsione delle sue riserve. Stime sulla disponibilità originaria indicano in 2.200 miliardi di barili il petrolio tecnicamente ed economicamente sfruttabile, di questa quantità la metà è già stata consumata e un quarto è stata utilizzata negli ultimi 20 anni. Questo dato tiene conto delle migliorate capacità di sfruttamento dei pozzi e del fatto che oggi le tecnologie di indagine geologica sono più sofisticate. Quindi il petrolio estratto ed utilizzato fino ad oggi ammonta a circa 1.000 miliardi di barili. Ciò significa che sono ancora estraibili 1.200 miliardi di barili e ci stiamo avvicinando al picco della produzione che sarà raggiunta nel momento in cui consumeremo la metà del petrolio esistente e tecnicamente estraibile<sup>25</sup>. Nella valutazione delle riserve ci sono ottimisti e pessimisti: secondo i primi abbiamo una disponibilità che è di 1.200 miliardi di barili (riserve certe) più 7-800 miliardi di barili fra nuove scoperte e maggiore efficienza, per i secondi le riserve mediorientali sono sovrastimate e il picco produttivo è già stato raggiunto<sup>26</sup>. Per visualizzare fisicamente questa massa di petrolio possiamo pensare a un cubo di circa 5 km di lato oppure se stesse tutto in un lago circolare profondo cento metri avrebbe un diametro di circa 50 km od ancora riempirebbe il Lago di Ginevra.

Stimare le riserve petrolifere globali è un lavoro complesso; il problema non sta tanto nel sommare migliaia e migliaia di dati, il problema è l'affidabilità dei dati. Normalmente i dati relativi alle trivellazioni sono di proprietà delle compagnie petrolifere oppure degli stati che hanno sovranità nella zona. Né gli uni né gli altri hanno di solito interesse a divulgarli, i dati pubblici che invece emettono sono inaffidabili e influenzati da fattori politici: i produttori hanno interesse a sovrastimare le proprie riserve, gli investitori abbandonerebbero sapendo che le riserve di petrolio sono in via di esaurimento.

---

<sup>25</sup> L. Castagna, *op. cit.*, p. 35.

<sup>26</sup> *Ibidem* p. 37.

Quindi, ammettendo di sapere quanto petrolio ci rimane, si tratta ora di affrontare il punto fondamentale, ovvero stimare quanto tempo potrà durare prima che si esaurisca. Questo dipende, come è ovvio, da quanto velocemente lo produciamo e lo consumiamo e da fattori come prezzi, situazione politica, congiuntura economica etc. Dobbiamo considerare soprattutto il momento in cui verrà raggiunto il picco di produzione, con conseguenti cambiamenti economici che si manifesteranno nell'aumento dei prezzi. Il picco di produzione corrisponde al punto in cui il progressivo declino delle riserve farà sì che la domanda superi le capacità di produzione. Dopo la transizione gli aumenti della domanda non potranno più essere assorbiti da aumenti della produzione, di conseguenza i costi del petrolio aumenteranno. Questo per diminuire la domanda stessa ma anche per finanziare nuovi pozzi o nuove fonti di energia. Le conseguenze che si potrebbero verificare sono note già dall'esperienza passata degli anni settanta: crisi economica, disoccupazione, inflazione, recessione.

Ripartiamo dal quesito precedente e su cui ci sono previsioni contrastanti: quanto petrolio c'è ancora da scoprire e da aggiungere ai 1.200 miliardi di barili, che già fanno parte delle riserve ufficialmente provate? La stima ufficiale del Servizio geologico americano delle scoperte petrolifere (diverse dalle riserve che sono già localizzate e in attesa di estrazione) è di 700 miliardi di barili ancora nascosti sotto terra. Il mondo oggi ne consuma 30 miliardi l'anno<sup>27</sup>. La conferenza tecnica organizzata dall'associazione americana dei geologi del petrolio nel novembre del 2006 a cui hanno partecipato le maggiori compagnie petrolifere mondiali (Exxon, Chevron, BP, Shell, Total), le compagnie nazionali (i sauditi di Aramco, i messicani di Pemex, i brasiliani di Petrobras) e l'OPEC hanno demolito questa stima: il petrolio da trovare non sarebbe più di 250 miliardi di barili, quanti ne sono stati scoperti negli ultimi 25 anni, meno di 10 anni di consumo ai ritmi di oggi. Il Brasile non nasconderebbe 39 miliardi di barili ma solo 7, l'Arabia Saudita non 36 ma 18. Ci sono però 1.200 miliardi di barili di riserve. Se il tasso di recupero dai pozzi in attività aumentasse queste riserve si amplierebbero di

---

<sup>27</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p.18.

quasi 500 miliardi di barili. Di conseguenza fra nuove scoperte e maggiore sfruttamento il patrimonio aumenterebbe effettivamente di 7-800 miliardi di barili. Il problema è però legato ai costi, investire in esplorazione costa il doppio di qualche anno fa e spremere di più pozzi moltiplica anche di 5 volte i costi del primo round di estrazione. Il petrolio non convenzionale ha fino ad adesso un ruolo marginale. Il greggio che si recupera dalle sabbie bituminose è il 10% di quello disponibile e la produzione complessiva non sarà molto maggiore di 4 milioni di barili al giorno, il 5% dei consumi attuali<sup>28</sup>.

I numeri che riguardano il petrolio sono al centro di dispute molto accese a seconda degli schieramenti, ma la sensazione è che ci sia una svolta radicale legata a questa fonte energetica. Infatti non vengono più considerati profeti di sventura, *doomsayers*, i sostenitori della scarsità di greggio. Secondo le stime di Total<sup>29</sup> il mondo non sarà mai in grado di produrre più di 89 milioni di barili al giorno, questo significa che ci stiamo avvicinando o siamo già al picco della produzione, al punto chiave della teoria del *peak oil*<sup>30</sup>.

A formularla è stato alla fine degli anni sessanta M. King Hubbert, un geologo petrolifero; il *peak oil* non comporta la fine del petrolio, dice che raggiunto il suo massimo la produzione ristagna a quel livello per un periodo più o meno lungo (grazie ad iniezioni di acqua e gas) per poi crollare bruscamente alla fine. E' la traiettoria normale di un giacimento, e questo discorso può essere fatto considerando il mondo come un intero e globale pozzo di petrolio. Ne consegue che una produzione che smette di crescere, mentre la domanda continua ad aumentare non può che determinare tensioni sul prezzo come sta avvenendo in questo momento. Decenni di abbondanza del greggio hanno mascherato queste rigidità anche prima che si ponesse il problema del *peak oil*.

Secondo BP<sup>31</sup> i principali produttori sarebbero nel seguente ordine: Russia con 3.662 milioni di barili di petrolio l'anno, Arabia Saudita con 3.545, Usa

---

<sup>28</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 18.

<sup>29</sup> Compagnia francese che è una delle più grandi società petrolifere mondiali

<sup>30</sup> *ibidem* p. 18-19.

<sup>31</sup> BP, *Statistical Review of World Energy*, giugno 2010.

con 2.627, Iran con 1.539, Cina con 1.383, Canada con 1.173, Messico con 1.088 e poi gli altri con l'Italia che si trova al quarantanovesimo posto con 40 milioni di barili di petrolio l'anno.

In questi anni di offerta controllata l'unico paese che non vende tutto il greggio potenzialmente disponibile nei suoi pozzi ma mantiene un cuscinetto di produzione di riserva è anche il paese con maggiori riserve: l'Arabia Saudita. Ed è proprio questo che fa dell'Arabia Saudita l'effettivo padrone del mercato del petrolio potendo andare a gestire eventuali situazioni di emergenza. In realtà si tratta soprattutto di barili di greggio pesante, quello che le raffinerie in realtà non vogliono ed è anche per questo che le scorte sbandierate dall'OPEC non svolgono il ruolo di calmiera. Lavorare il greggio pesante per ricavarne lo stesso quantitativo di benzina che si otterrebbe da un greggio leggero è perfettamente possibile, occorre però dotare le raffinerie di un impianto specifico e costoso che future riduzioni di prezzo del greggio leggero non giustificerebbero più<sup>32</sup>.

La recessione aperta nel 2008, che ha portato ad una diminuzione della domanda, ha momentaneamente sopito le tensioni ma i recenti avvenimenti politici (l'odierno caso della Libia) hanno riaperto la questione del prezzo del petrolio. E' difficile poi sperare che il petrolio non convenzionale costituisca una risposta a questi problemi, anzi il ricorso sempre più massiccio a petrolio difficile e costoso rinforzerà la corsa del barile. In teoria l'aumento del prezzo dovrebbe frenare i consumi ma l'esperienza degli ultimi anni dimostra come questo non avvenga. L'esplosione della domanda è il risultato del boom di paesi come la Cina e l'India che sono diventati il polmone industriale dell'economia globale.

Guardiamo adesso ai consumi pro capite globali. Un americano consuma oggi l'equivalente di 26 barili di greggio all'anno, un europeo 16 come un sudcoreano, un thailandese 5, un cinese 2. Secondo l'IEA nel 2025 i consumi pro capite cinese avranno raggiunto quelli thailandesi, secondo altre fonti invece questa previsione è ottimistica e la voce dei consumatori cinesi si farà sentire molto prima e molto più forte; il grosso del consumo del petrolio è

---

<sup>32</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 21.

dentro i serbatoi delle auto, in Cina oggi ci sono 20 milioni di macchine ma nel 2025 saranno diventate 300 milioni ben 15 volte più di ora<sup>33</sup>.

IL *peak oil* diviene così un passaggio fondamentale. Secondo Richard Heinberg<sup>34</sup> queste saranno le conseguenze: “Il collasso di intere economie, non necessariamente le più piccole, e una competizione sempre più accesa per le risorse, di cui è impossibile escludere uno sbocco militare. Paradossalmente, l'emergenza e la crisi renderebbero ancora più difficile destinare risorse allo sviluppo di fonti alternative di petrolio, prolungando e approfondendo il collasso”.

Secondo Robert Hirsch, nel rapporto del 2005 preparato per conto del Dipartimento americano per l'energia: “Costi crescenti per la produzione di beni e servizi, inflazione e disoccupazione, domanda in calo per prodotti diversi dal petrolio, riduzione degli investimenti. Scendono gli introiti fiscali e si allargano i deficit pubblici spingendo verso l'alto i tassi di interesse. Questi effetti saranno tanto maggiori, quanto più brusco e severo sarà l'aumento del prezzo del greggio e saranno esacerbati dall'impatto sulle aspettative dei consumatori e delle aziende”<sup>35</sup>.

Definire precisamente la data del *peak oil* non è semplice e le analisi in proposito sono contrastanti. Secondo gli esperti dell'ASPO (Associazione di esperti per lo studio del *peak oil*) che discutono del tema sul sito *The Oil Drum* il picco è già stato raggiunto nel 2008 con la produzione di 81,73 milioni di barili al giorno comprendendo anche sabbie bituminose e gas liquidi. Questa è anche la versione dei pessimisti. Le previsioni degli ottimisti (IEA) dicono invece che, per quanto riguarda i paesi non OPEC<sup>36</sup> (Russia), nell'arco di tre-quattro anni la produzione di greggio convenzionale comincerà a ristagnare e poi a declinare. Per quanto riguarda invece i paesi OPEC (Arabia Saudita, Iran, Golfo Persico, Venezuela) con investimenti

---

<sup>33</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 22.

<sup>34</sup> R. Heinberg, *Senza petrolio*, Roma, ed. fazi, 2008, p. 48 .

<sup>35</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 22.

<sup>36</sup> *Organisation of The Petroleum Exporting Countries*, fondata nel 1960, comprende dodici paesi formanti un cartello economico per la negoziazione con le compagnie petrolifere degli aspetti legati alla produzione e ai prezzi del petrolio.

adeguati e tempestivi la produzione di petrolio convenzionale può continuare ancora, con un ristagno intorno al 2020<sup>37</sup>.

Le speranze riposte invece nel greggio non convenzionale, ovvero quello estratto da sabbie e sciti bituminosi, sono da valutare. Le riserve non mancano e sono ingenti ma l'estrazione comporta una notevole spesa energetica e quindi estremamente costosa. L'impatto ecologico è allo stesso tempo pesante con grandi consumi di acqua e elevate emissioni di anidride carbonica. Anche seguendo la previsione più ottimista, con riferimento al petrolio convenzionale, la data è il 2020 ed è assolutamente vicina.

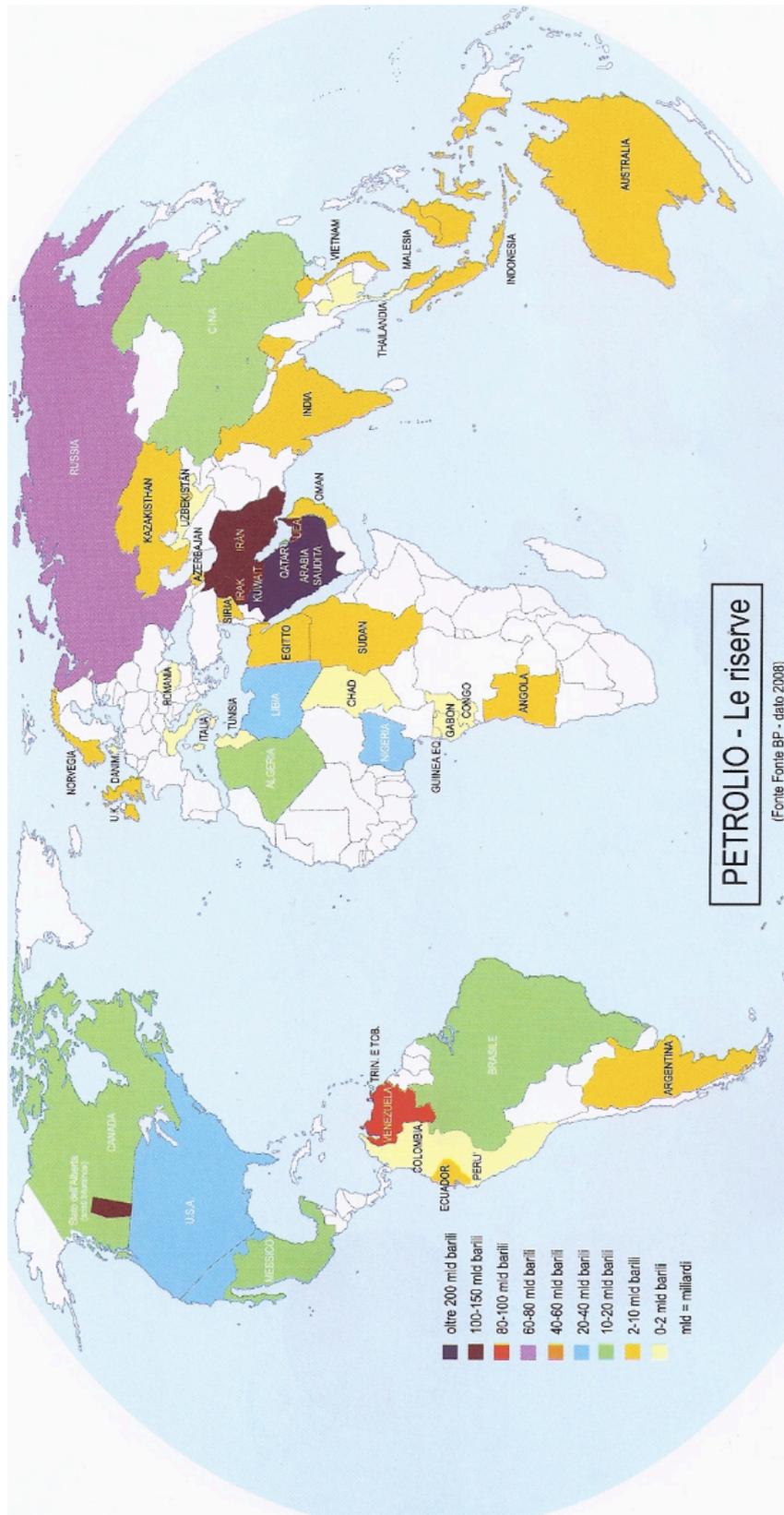
Sempre Hirsch nel rapporto al governo Usa, citato in precedenza, ci mostra alcune possibili alternative. Se arriviamo al picco e al successivo declino della produzione di petrolio senza nessuna preparazione, sconteremo i prossimi 20 anni per uscire dalla crisi. Se cominciamo a preparare le contromisure 10 anni prima, avremo problemi per i successivi 10 anni. Se cominciamo 20 anni prima ne usciremo senza danni. Se avesse ragione il tempo per l'ultima alternativa è già scaduto<sup>38</sup>.

Questo per consolidare sempre più l'idea del periodo di transizione che stiamo vivendo e che dobbiamo cominciare ora il faticoso e lungo percorso di liberare la vita moderna dalla dipendenza dal petrolio. L'atmosfera è cambiata a partire proprio dalle aziende e dagli estrattori dell'oro nero, si è incrinata la convinzione di petrolio facile e a buon mercato e adesso anche il mito della sua abbondanza. I dati ufficiali dicono che abbiamo estratto per ora la metà di ciò che era disponibile, crederci in maniera non critica significa però credere alla parola dei proprietari del greggio i quali nonostante sia stato pompato petrolio massicciamente negli ultimi anni hanno mantenuto le riserve ufficiali invariate rispetto al livello degli anni '80.

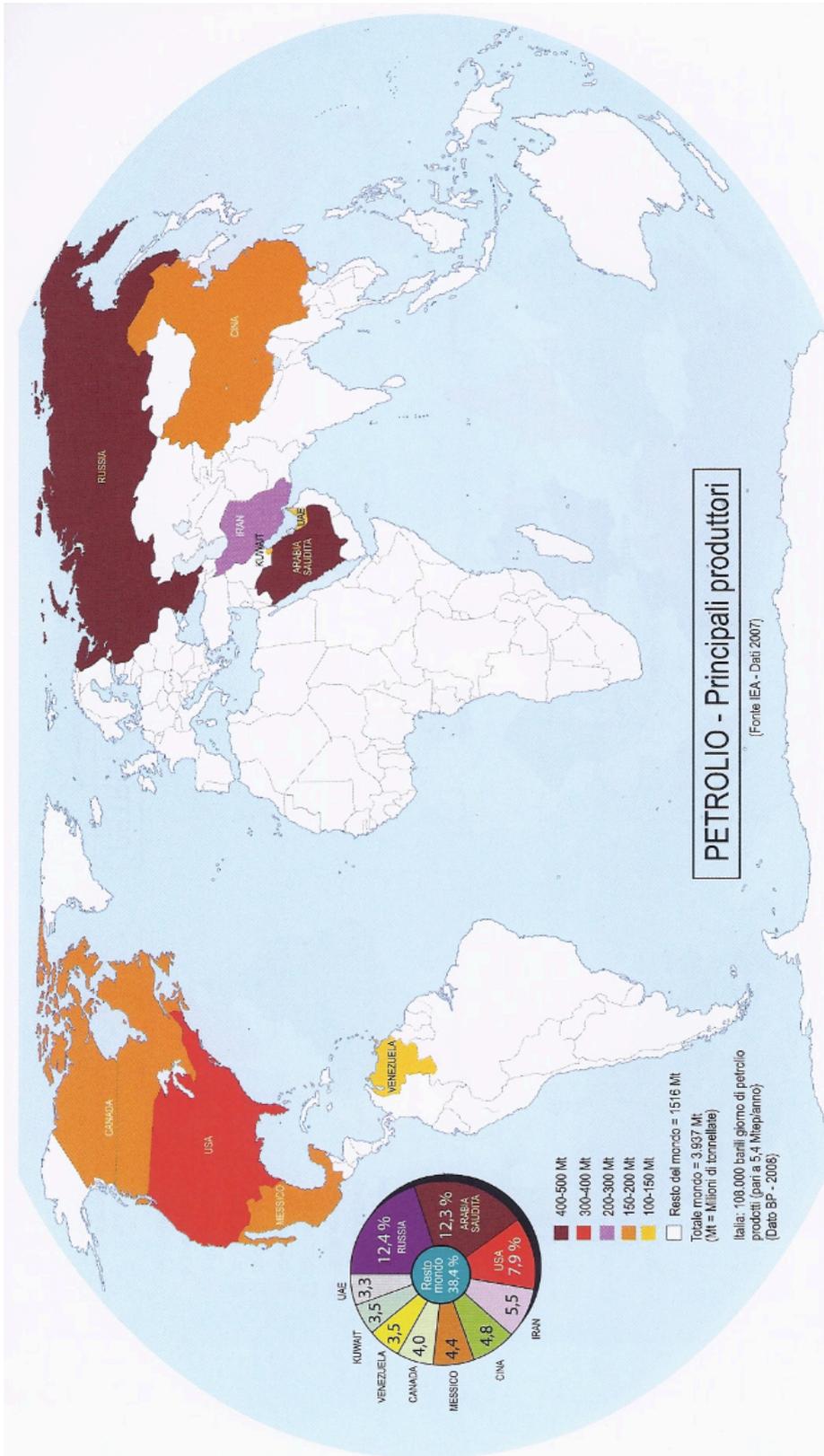
---

<sup>37</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 23.

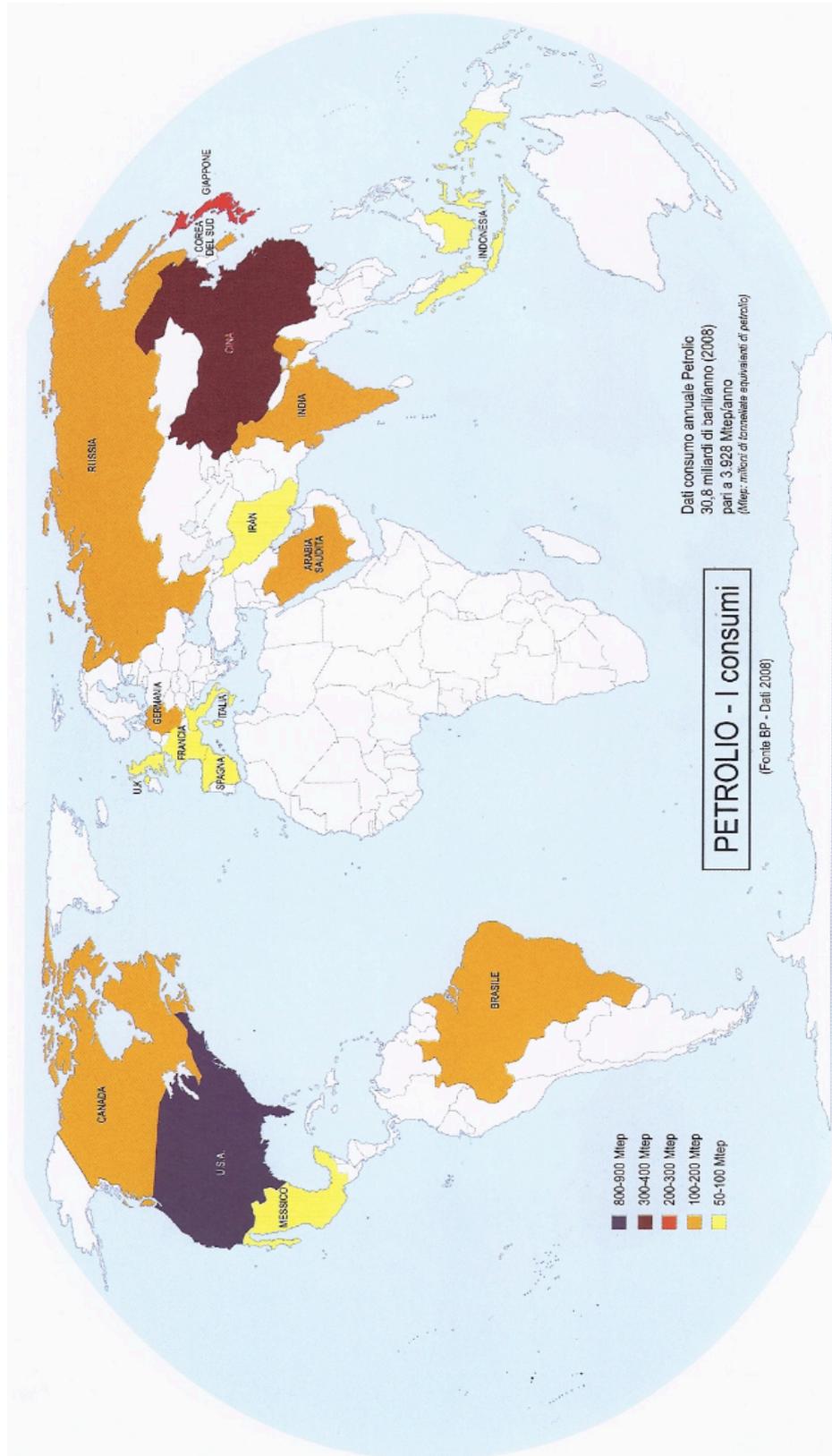
<sup>38</sup> *Ibidem* p. 23.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



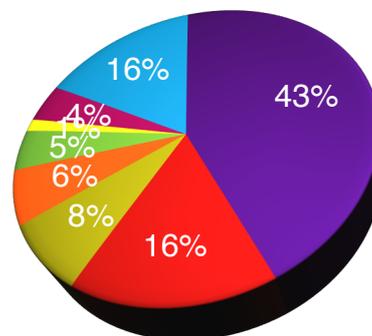
Fonte: *Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non*, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.

## Carbone

Il carbone è una roccia che si è formata attraverso la sedimentazione di resti vegetali derivanti dal ciclo di vita di foreste collocate in zone paludose o lagunari; i resti vengono sepolti da sabbie o argille dei fiumi che sfociano nelle paludi. Il peso dei depositi determina uno sprofondamento il quale permette di accogliere nuovi resti vegetali o nuovi sedimenti. I resti così intrappolati scendono anche molto in profondità fino al livello in cui inizia la carbonificazione naturale. Aumentando la pressione e la temperatura i resti vegetali si arricchiscono di carbonio fino ad arrivare, come nel caso dell'antracite, ad una presenza del 95%.

Il carbone contribuisce come fonte di energia a livello globale per una quota di poco superiore al 25%, la sua produzione ed il suo consumo sono in costante aumento soprattutto per la produzione di elettricità in centrali termoelettriche. Nel periodo 2002-2005 la sua domanda è aumentata del 18% e di pari passo è aumentato il suo prezzo, questo ha reso economicamente vantaggioso la riapertura di miniere abbandonate negli anni del petrolio a basso prezzo.

Regione	Produtz. 2010*
Cina	56,3
Usa	21,3
Oceania**	10,8
India	8,3
Russia	6,0
Canada	1,8
Messico	0,2
Total Oecd	41,0
Total non-Oecd	89,4
Total World	130,4



\*Quadrilione di Btu

\*\*Australia e Nuova Zelanda

Tabella e grafico: principali paesi produttori di carbone. Font dati EIA 2010.

Il prezzo del carbone è comunque destinato a crescere ancora, sia per effetto di un aumento della domanda sia a causa dell'aumento dei costi di estrazione che avvengono a maggiori profondità<sup>39</sup>.

Il carbone contribuisce alla produzione elettrica mondiale per circa il 40% e per anni resterà la fonte primaria per soddisfare i consumi elettrici (è stato anche il motore dei due secoli precedenti contribuendo e alimentando la prima e la seconda rivoluzione industriale). I motivi sono che è la materia prima più economica per produrre elettricità ed è tecnologicamente alla portata anche dei paesi più poveri. Inoltre la sua disponibilità è più ampia di quella di petrolio o gas, ha minori problematiche geopolitiche per l'approvvigionamento e richiede strutture più semplici di trasporto. Le controindicazioni sono che è il combustibile che a parità di chilowattora prodotti ha la maggiore emissione di CO<sub>2</sub>.

Nell'immaginario collettivo, a causa della grande espansione del petrolio, il carbone aveva assunto le sembianze di una risorsa residuale e in calo ma i dati smentiscono questa percezione. Gran parte dell'elettricità consumata continua a dipendere da questa fonte energetica. Ogni anno ne bruciamo 5 miliardi di tonnellate:

- 1 miliardo negli Stati Uniti;
- 2 miliardi in Cina;
- 2 miliardi fra Germania, India e resto del mondo.

Il 70% dell'energia elettrica cinese e il 50% di quella statunitense e tedesca viene dal carbone. Anche in Italia l'Enel ha puntato con decisione su questa risorsa per sostituire per esempio i suoi impianti ad olio combustibile, quindi il carbone non è stato dimenticato e chi pensava che gas e rinnovabili sarebbero stati i protagonisti dell'energia in questo inizio di XXI secolo si deve ricredere. A livello globale il re è il carbone. Fra il 2000 e il 2007 è stata la fonte energetica a più rapido sviluppo, il suo utilizzo è cresciuto infatti del 4,8% l'anno, tre volte più velocemente di gas e petrolio, due volte delle

---

<sup>39</sup> L. Castagna, *op. cit.*, p. 42.

rinnovabili. Tuttora riscalda e illumina quasi metà dell'umanità, eppure rispetto a petrolio e gas naturale appare come un elemento povero<sup>40</sup>.

Dal punto di vista del rendimento da una centrale elettrica a carbone la resa energetica che mi aspetto è di circa il 35%. Questo significa che per 100 unità di energia di carbone immessa nell'impianto ne ottengo 35, che sono molto meno delle 55 che posso invece ricavare da una centrale a gas a ciclo combinato. Il carbone ha però altri 2 vantaggi che riescono a compensare questo aspetto: è abbondante e costa poco.

L'abbondanza è un concetto relativo, infatti come tutti i combustibili fossili anche questa è una risorsa esauribile. Quindi la percezione della grande disponibilità e abbondanza è legata più ad un concetto geostrategico che geologico. Dipende fondamentalmente dalla localizzazione delle sue riserve: al contrario di petrolio e metano, concentrati soprattutto in Russia e Medio Oriente che appaiono territori instabili e insicuri per l'Occidente, il carbone è presente in quantità significative sia in Occidente che in paesi politicamente e culturalmente vicini.

Gli Stati Uniti producono tutto il carbone che consumano e le loro riserve rappresentano il 28,6% di quelle mondiali. L'Europa consuma il 10% del carbone mondiale e le sue riserve rappresentano il 5-6%, le importazioni che soddisfano le sue esigenze arrivano da paesi amici come Australia e Sudafrica. Per adesso la Cina si considera autosufficiente, consuma circa il 40% del carbone globale e ne produce altrettanto; le sue riserve rappresentano circa il 13,5% di quelle mondiali.

Secondo le stime correnti il mondo ha riserve che assicurano un livello di consumi pari all'attuale per un periodo che oscilla fra i 150 e i 250 anni. Secondo i dati pubblicati dall'*Energy Watch Group*, un gruppo di studiosi in maggioranza tedeschi, le previsioni non sarebbero poi così attendibili. La Germania ha azzerato le proprie riserve di antracite (il carbone più pregiato perchè contiene meno acqua) abbassandole del 99%. La Polonia ha dimezzato le sue tagliando del 50% la stima del 1997, e globalmente negli ultimi anni le stime sulle riserve globali sono state riviste al ribasso del 15%.

---

<sup>40</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 35.

Per quanto riguarda i maggiori produttori, questi stanno rapidamente bruciando quello che è a loro disposizione: la Cina brucia ogni anno il 2% delle sue riserve mentre gli Usa hanno già raggiunto da 5 anni il picco della produzione<sup>41</sup>.

Peggio va invece alle riserve<sup>42</sup> la cui stima è stata tagliata del 50% dal 1980 al 2005. Secondo le loro stime, la produzione globale di carbone aumenterà nei prossimi 10-15 anni del 30% circa rispetto ai livelli attuali ma verso il 2025 ci sarà il picco e comincerà a scendere<sup>43</sup>. Il punto, è che la crescita nei consumi non è stata affiancata e pareggiata da un corrispondente sviluppo delle riserve, nonostante l'aumento dei prezzi.

L'altro elemento da considerare sono i metodi con cui vengono calcolate le riserve e i dati che non vengono aggiornati dagli anni 70, i test condotti con metodi aggiornati dicono che solo una piccola frazione delle riserve precedentemente stimate sia realmente sfruttabile. Questo per dire che forse la verità si trova nel mezzo e di carbone ce n'è abbastanza per i prossimi 100 anni agli attuali ritmi di produzione. Il concetto di abbondanza è ancora largamente associato al carbone.

Inoltre un'ampia offerta, l'assenza di rischi di shock geopolitici come per il petrolio e la resa energetica bassa spiegano l'altro fattore chiave: il suo prezzo relativamente basso.

Possiamo ritenerlo un ottimo combustibile perchè è economico ed abbondante ovvero quello che non sono nè il greggio nè il metano. E' invece la peggiore fra le fonti energetiche fossili perchè è assolutamente la più sporca, nonostante gli interventi e le operazioni praticate dalle varie centrali il carbone resta il combustibile a più alta carica inquinante.

I fumi delle centrali a carbone sono quelli che contengono le maggiori concentrazioni di ossido di zolfo, d'azoto e di mercurio ma soprattutto di anidride carbonica ed è quindi il maggior responsabile dell'effetto serra.

---

<sup>41</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 37.

<sup>42</sup> Carbone di cui si conosce l'esistenza ma che non è ancora estraibile, al contrario delle riserve.

<sup>43</sup> *Ibidem* p. 37.

Brucciando una tonnellata di carbone si ottiene due tonnellate di anidride carbonica mentre con il gas il rapporto è di 1:1. Secondo i dati precedentemente riportati il consumo di 5 miliardi di tonnellate di carbone, avvenuto nel mondo lo scorso anno, ha prodotto 10 miliardi di tonnellate di anidride carbonica su un totale di emissioni annue pari a 28 miliardi di tonnellate<sup>44</sup> (un terzo), mentre i tre quarti delle emissioni generate nella produzione di elettricità viene dalle centrali a carbone.

Il grosso di queste ultime, che si sono moltiplicate durante il boom del dopoguerra negli anni '50 e '60, sta arrivando alla fine della sua vita utile e sono pronte ad uscire di scena sostituite da una nuova generazione di centrali, naturalmente sempre a carbone. Le compagnie americane ne stanno progettando 100 nuove, la Cina ha annunciato che ne costruirà 300 e anche l'Europa prepara nuove centrali. Il più sporco dei combustibili manterrà un ruolo fondamentale anche nei prossimi anni<sup>45</sup>.

Secondo le analisi e le previsioni dell'IEA<sup>46</sup>, senza politiche coraggiose di contenimento del fabbisogno e dell'uso di combustibili fossili, nei prossimi venti anni la domanda mondiale di energia crescerà del 45% rispetto ad oggi e un terzo di questa domanda verrà soddisfatto dal carbone. In Occidente si preferirà puntare sul gas, ma nei paesi non-OECD, soprattutto a causa di India e Cina, il 40% dell'elettricità dei prossimi venti anni sarà prodotta con il più antico e inquinante dei combustibili fossili provocando 1 miliardo di tonnellate in più di anidride carbonica rovesciate in atmosfera.

Una modalità diversa rispetto a quella tradizionale di utilizzo del carbone è la gassificazione, cioè trasformarlo in un omologo del gas naturale, ovvero il syngas, gas sintetico. Le centrali termoelettriche con gassificazione sono preferibili in virtù del fatto che permettono una diminuzione di prodotti inquinanti.

I sistemi a gassificazione sono chiamati IGCC cioè *Integrated Gasification Combined Cycle*. Il carbone non viene bruciato direttamente, lo si scalda

---

<sup>44</sup> IEA, *CO2 Emissions From Fuel Combustion*, 2010.

<sup>45</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 39.

<sup>46</sup> Ibidem p. 39.

fino a poco più di mille gradi in un compartimento sigillato e viene fatto reagire con vapore e ossigeno, ma non tanto da accendere il carbone, per formare il syngas. Il risultato è un composto di monossido di carbonio, idrogeno, zolfo e azoto. Oltre a produrre questo gas il processo di gassificazione serve anche a liberarlo dalle sue impurità che possono poi essere vendute: i composti dell'ammoniaca come fertilizzanti, il fenolo per le resine da legno, nafta e azoto liquido come congelante. Il futuro del carbone e della gassificazione è però legato all'aumento dell'affidabilità e alla tecnologia di cattura e sequestro geologico dell'anidride carbonica: la CCS<sup>47</sup>.

Consiste essenzialmente in tre fasi distinte tra loro: cattura negli impianti laddove ha luogo una combustione con conseguente emissione di CO<sub>2</sub>, trasporto fino al sito prescelto per lo stoccaggio e stoccaggio definitivo.

La procedura di trasporto avviene tramite condotti, sia con CO<sub>2</sub> sotto forma di gas sia sotto forma liquida (in questo caso sono necessarie pressioni elevate). Il trasporto attraverso tubazioni è una pratica ormai consolidata da tempo, soprattutto negli stati Uniti dove la CO<sub>2</sub> è impiegata nell'EOR, *Enhanced Oil Recovery*, per incrementare la produttività di pozzi petroliferi. E' un metodo utilizzato comunemente; nei pozzi in via di esaurimento l'unico modo per ricavare il petrolio rimasto è quello di sparare giù un gas che faccia rimbalzare il greggio fino alla superficie e che allo stesso tempo lavi la roccia come un solvente favorendo il distacco del petrolio.

Lo stoccaggio prevede invece diverse possibilità: il confinamento geologico in formazioni saline profonde (700-3.000 m di profondità), il confinamento in pozzi di petrolio/gas esauriti (più di 5.000 m di profondità), il confinamento nelle profondità marine oppure lo stoccaggio minerale attraverso fissazione della CO<sub>2</sub> all'interno di minerali per formare componenti a base di carbonio più stabili (si tratta di far avvenire il processo che ha dato vita alle Dolomiti).

Sembrerebbe allora tutto perfetto dal momento in cui abbiamo trovato il modo di utilizzare il più vile dei combustibili in un virtuoso strumento per produrre energia, ridurre l'inquinamento e eliminare l'emissione di anidride carbonica convogliandola sotto terra.

---

<sup>47</sup> *Carbon Capture and Sequestration*.

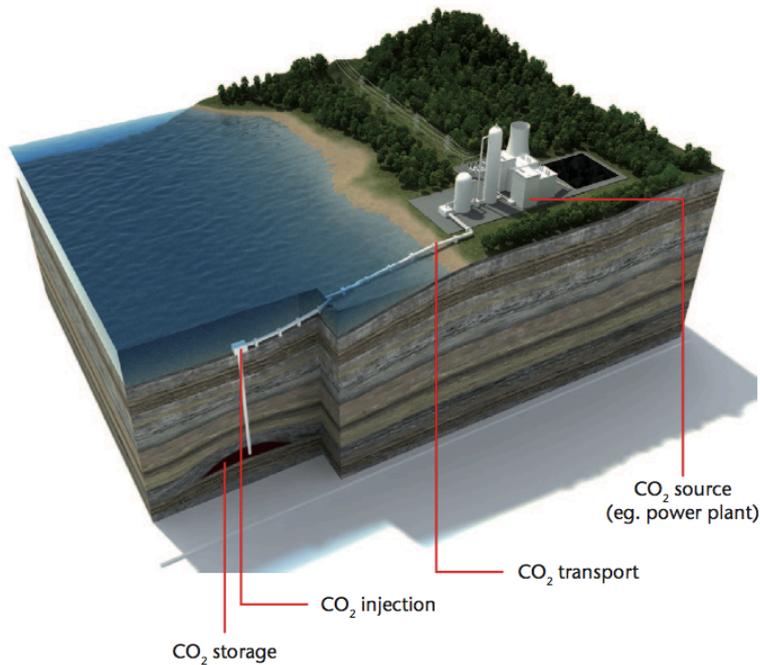


Immagine: processo CCS. Fonte: *Technology Roadmap Ccs*, EIA 2010.

Di tutte le nuove tecnologie la CCS, il procedimento di cattura e sequestro di anidride carbonica, è stata una delle più sponsorizzate in questi anni. Soprattutto se questa viene associata al carbone. Appoggiata dall'IPCC, il gruppo di scienziati che per conto dell'ONU studia l'effetto serra, da Bush quando era alla Casa Bianca, dall'IEA e soprattutto dalle grandi lobby industriali come una via privilegiata per combattere la crisi dell'energia<sup>48</sup>.

I motivi per i quali è così sponsorizzata da governi e industrie sono molto semplici. Rispetto a strade ancora da esplorare, come vento e sole, la CCS sembra offrire vantaggi immediati<sup>49</sup>:

- Il carbone appare economico, abbondante e geostrategicamente sicuro.
- Non costringe i grandi gruppi industriali a reinventarsi e a confrontarsi con nuove tecnologie e nuovi attori, il carbone è un mondo che conoscono bene, che controllano e in cui si muovono a loro agio. La CCS è solo un modo diverso di usarlo ma è sempre il loro business e a governi e organismi internazionali non dispiace affidare il futuro dell'energia ai gruppi di sempre piuttosto che a nuovi protagonisti.

<sup>48</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 42.

<sup>49</sup> Ibidem p. 42.

- Data la mole di investimenti per una centrale a carbone gassificato, i grandi gruppi sono gli unici ad avere i soldi, il know-how e le tecnologie per attuarla escludendo di fatto la concorrenza di possibili outsider.
- E' il loro business, che copre una parte decisiva del fatturato, e la CCS può essere l'unico modo di salvarlo di fronte alla sfida globale di cambiamento climatico ed energetico.

In realtà, ad oggi, sul campo risulta esserci ancora molto poco di concreto. Il processo di cattura e sequestro di anidride carbonica pone infatti interrogativi pesanti non solo per quanto riguarda la logistica e l'ambiente ma anche per quanto concerne l'aspetto economico.

I costi sono un parametro fondamentale per fare valutazioni oggi sull'energia del futuro, anche se nel futuro potrebbe esserci assai poco da scegliere e giudicare.

Certamente, allo stato attuale, costruire un impianto di gassificazione e con CCS costa di più di una centrale tradizionale, l'impianto deve essere più grande ed ha una resa inferiore, cioè consuma un terzo di carbone in più per produrre la stessa energia.

Secondo il rapporto IEA *Carbon Capture And Storage In The CDM*, del dicembre 2007, il costo per ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> catturata varia fra i 45 e i 55 dollari. A questo si aggiunge 17-24 dollari per la compressione, i 10-20 dollari per il trasporto e l'immagazzinamento sottoterra e 1 dollaro per monitorarla, sempre per una tonnellata di CO<sub>2</sub>. Il costo totale è fra i 73 e i 100 dollari per tonnellata eliminata. L'IEA calcola però che nel 2030, grazie ai miglioramenti della tecnologia, dovrebbe arrivare a costare fra i 30 e i 60 dollari per tonnellata di CO<sub>2</sub>. Ad oggi un chilowattora verrebbe a costare il 75-100% in più rispetto al chilowattora di una centrale a carbone tradizionale, grazie però ai progressi tecnologici si dovrebbe abbassare questo extracosto al 30-50% entro il 2030. Il risultato, sebbene le stime dei costi e i dati possano risultare diversi da quelli appena elencati, è che la CCS attualmente comporta degli extracosti. Da chi dovrebbero essere coperti? La risposta sono i *carbon caps* già in vigore in Europa. Oggi il diritto ad emettere una tonnellata di anidride carbonica costa 10 dollari e dovrebbe salire con una legislazione più stringente a 25-30 dollari. Soltanto però con diritti di

emissione a partire da 30-60 dollari a tonnellata, lo svantaggio di costo degli impianti con CCS, rispetto a quelli tradizionali, sarebbe annullato. In realtà i grandi gruppi dell'energia preferiscono sussidi diretti rispetto a questa via<sup>50</sup>.

Analizzati i costi, l'altro aspetto da considerare riguarda la logistica e l'impatto ambientale. L'anidride carbonica isolata e compressa va infatti trasportata sui luoghi di sequestro. Questo presuppone una complessa rete di gasdotti, quindi è necessario ipotizzare qualcosa che riesca a convogliare a regime 10 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub> che sono quelle che oggi produciamo. Oltre al trasporto l'anidride carbonica deve essere anche immagazzinata, che significa spedire la CO<sub>2</sub> liquida sottoterra e sperare che ci resti. Molto utilizzata è la pratica di iniettare anidride carbonica nei vecchi pozzi petroliferi o metaniferi ma non esistono al mondo abbastanza pozzi esauriti da contribuire in modo significativo all'eliminazione dei 10 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub> prodotti in un anno dalle centrali a carbone. L'altra via sono gli acquiferi salini con profondità di almeno mille metri che sono necessari per assicurare una pressione sufficiente a mantenere liquida l'anidride carbonica<sup>51</sup>.

Sono stati individuati vari siti per questo. Negli Stati Uniti si sta scavando un pozzo nell'Illinois per raggiungere l'acquifero salino che prende il nome di Arenaria di Mount Simon. E' una formazione geologica molto vasta che corre sotto Illinois, Indiana e Kentucky e che può contenere fino a 100 miliardi di tonnellate di anidride carbonica.

Secondo l'IEA<sup>52</sup>, a livello mondiale, questi bacini hanno la capacità di immagazzinare fino a 9.000 miliardi di tonnellate di anidride carbonica a fronte dei 28 miliardi totali prodotti dall'uomo.

Anche l'Italia si sta muovendo su questo fronte, Enel ha infatti da poco avviato il progetto della centrale Federico II di Brindisi che dovrà catturare e sequestrare fino a 8 mila tonnellate di CO<sub>2</sub> l'anno. E' un progetto su cui Enel ed Eni puntano fortemente. Oggi i costi di funzionamento sono molto elevati ma l'obiettivo è il progresso della tecnologia, che permetta di abbattere i costi

---

<sup>50</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 43.

<sup>51</sup> *Ibidem* p. 44.

<sup>52</sup> *Ibidem* p. 45.

e aumentare il livello di efficienza, per diventare un paese esportatore del processo di cattura e sequestro di anidride carbonica in paesi, come la Cina, che fanno uso massiccio di carbone<sup>53</sup>.

E' un elemento cruciale, evidentemente, verificare la tenuta di CO<sub>2</sub> nel sottosuolo, perchè questa è la chiave sia per la sicurezza sia per continuare a puntare sui combustibili fossili. Il rischio fondamentale è che l'anidride carbonica spedita nel sottosuolo riaffiori in superficie. Questo vanificherebbe di fatto tutto il processo, ma soprattutto una fuga concentrata di CO<sub>2</sub> rappresenterebbe un gravissimo pericolo per la salute umana, è infatti più pesante dell'aria e quindi ristagnerebbe vicino al suolo. Considerando che l'anidride carbonica non si respira sarebbe un evento da evitare.

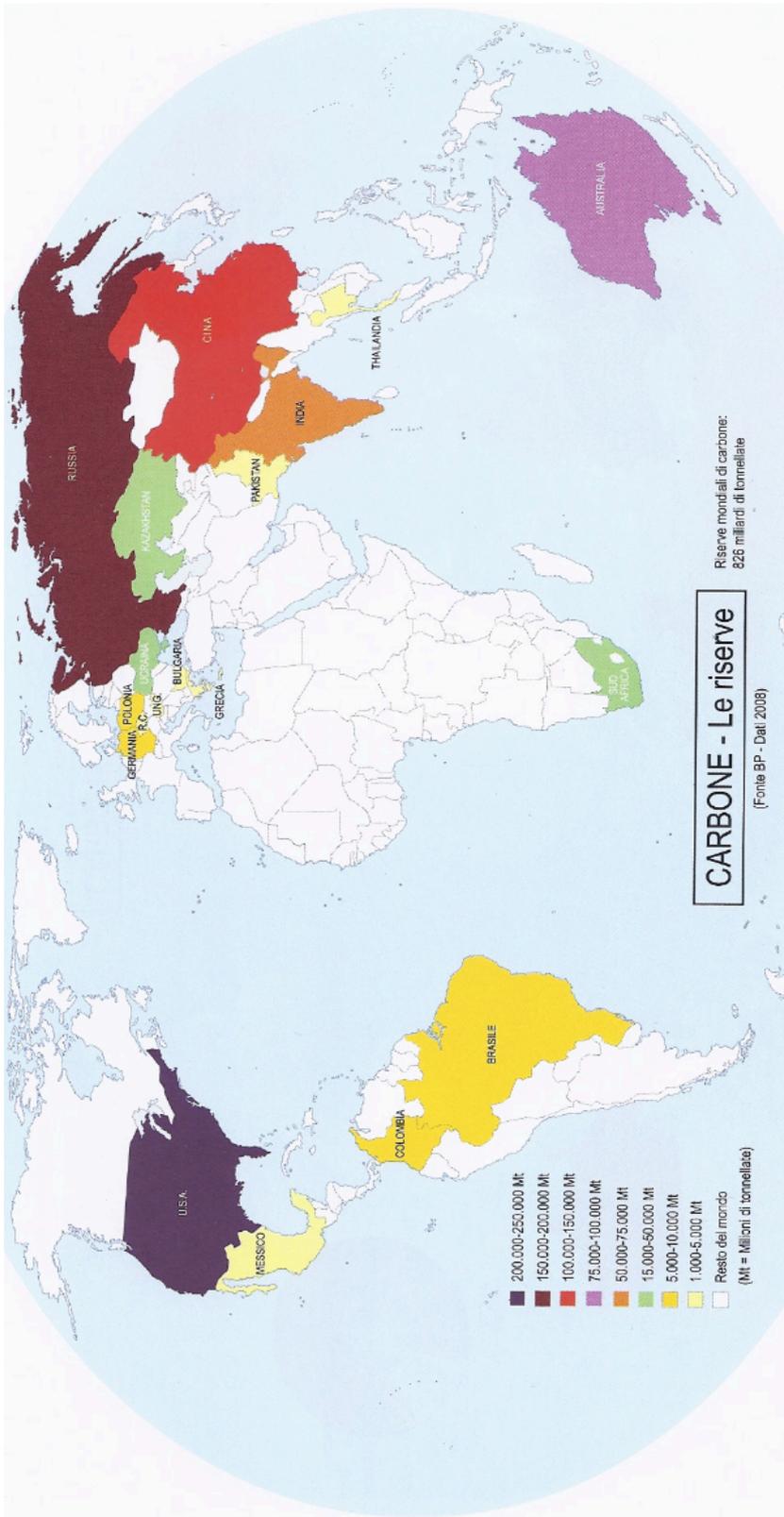
I livelli di sicurezza e l'impatto ambientale di questa tecnologia sono ancora questioni dibattute. La certezza dell'impossibilità di perdite dai siti di confinamento non è ancora totale. Non possiamo avere una sicurezza del 99%, in maniera ultra garantista la dobbiamo pretendere del 100%.

Oltre alla sicurezza deve essere considerato l'impatto ambientale di questo processo. Le opinioni sono diverse e contrastanti a seconda della parte chiamata in causa. Lo sviluppo però di questa tecnologia si porta dietro un evidente paradosso: invece di ridurre la CO<sub>2</sub> preferiamo nascondere in mare o sottoterra, senza pensare all'impatto ambientale e senza ricordare gli accordi presi nel pacchetto clima-energia 20-20-20<sup>54</sup>. Ciò va a vantaggio del business dei colossi energetici invece che di una chiara politica di riduzione delle emissioni. Il rischio è che questa soluzione diventi un'illusoria via di fuga per continuare a produrre e aumentare la domanda di energia inquinando senza controllo e con metodi non più sostenibili.

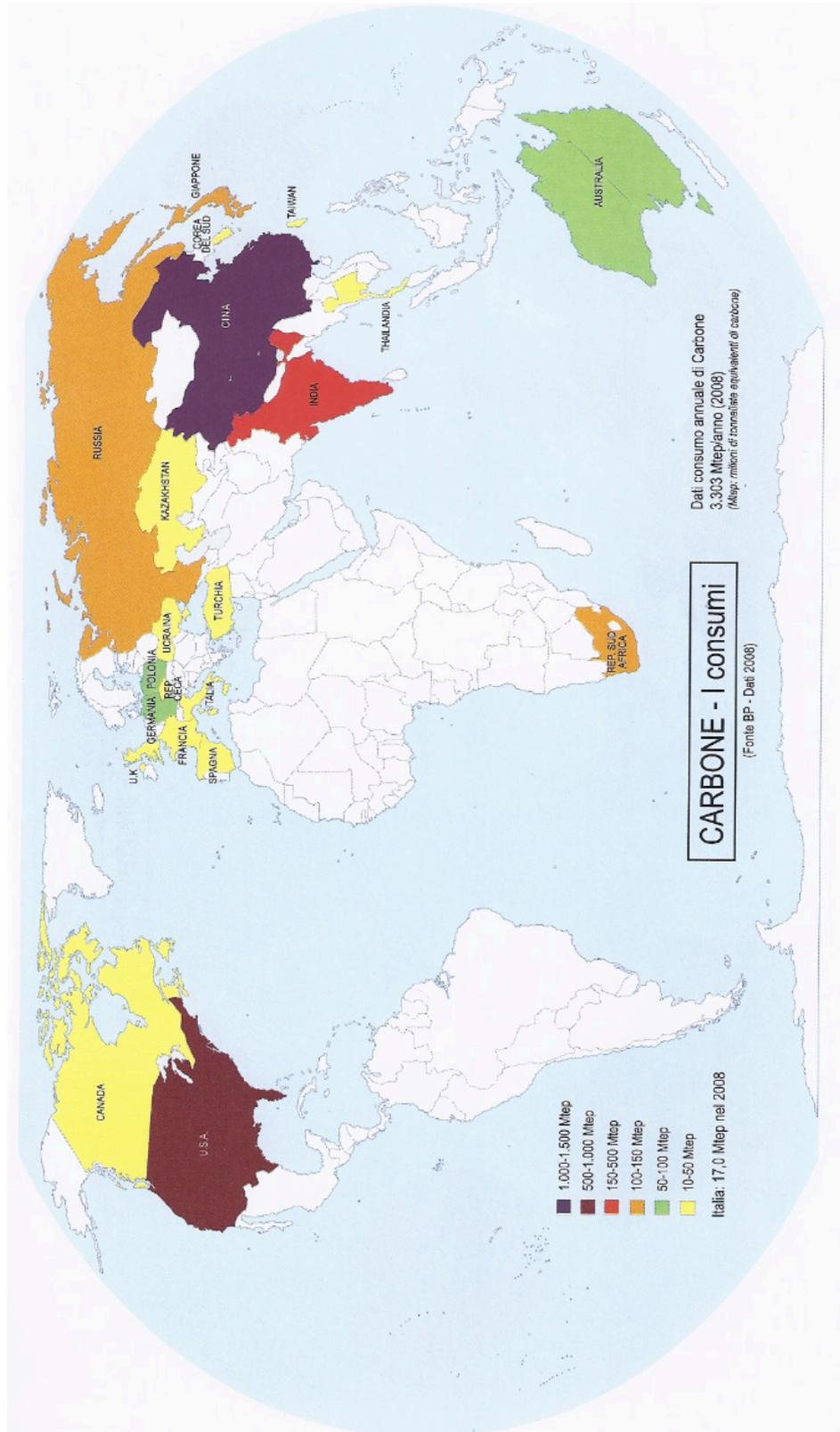
---

<sup>53</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 45.

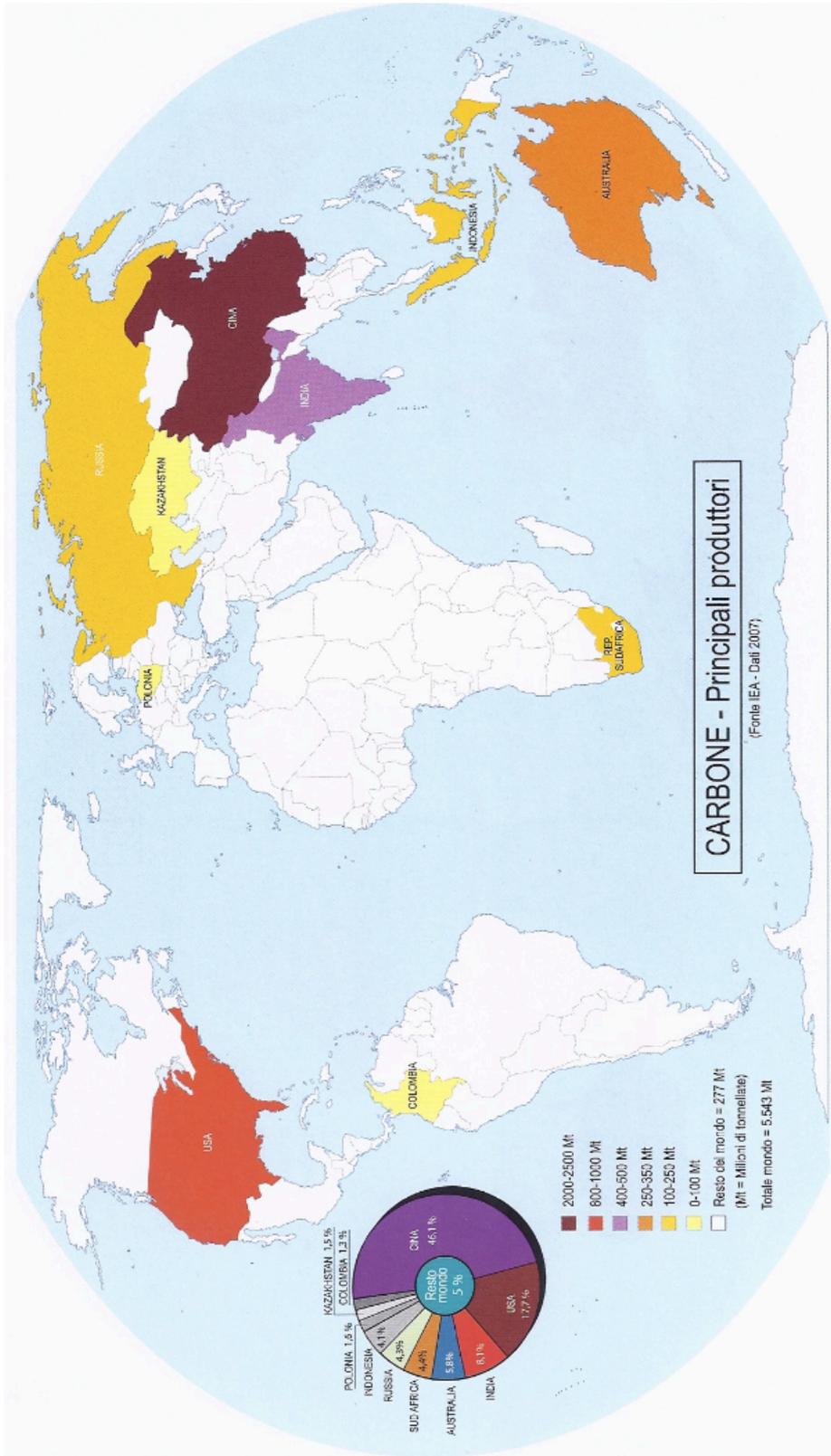
<sup>54</sup> Programma per conseguire gli obiettivi che l'UE si è fissata per il 2020: ridurre del 20% le emissioni dei gas ad effetto serra, portare al 20% il risparmio energetico e aumentare al 20% il consumo di fonti rinnovabili.



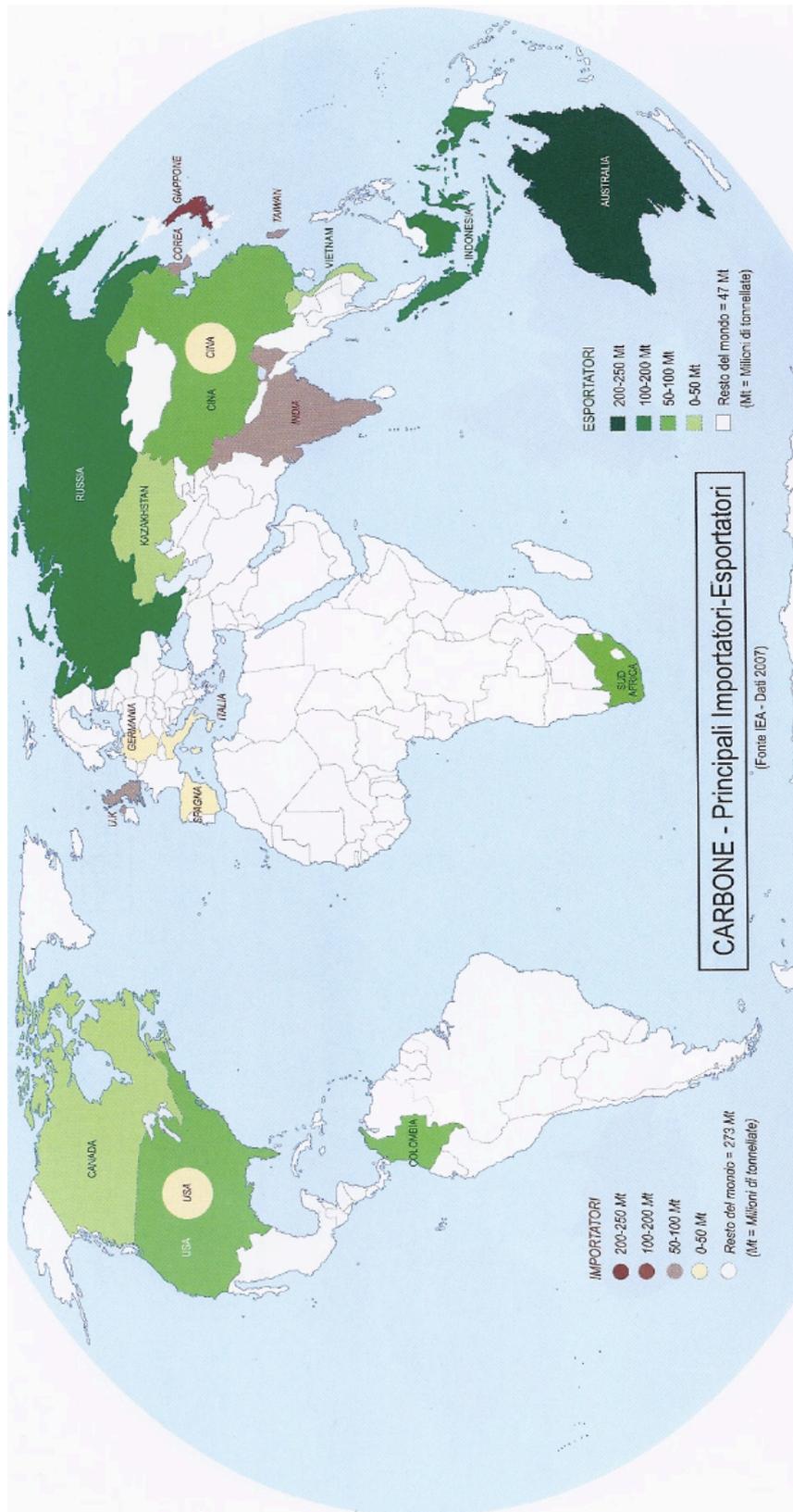
Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.

## Gas Naturale

Il gas naturale è il prodotto della decomposizione anaerobica di materiale organico, si trova solitamente insieme al petrolio e sono i giacimenti di origine preistorica ad essere sfruttati su scala industriale. I giacimenti di gas sono costituiti mediamente per l'85% da gas metano. La restante parte può essere composta da idrocarburi, etano, butano, propano, azoto, idrogeno, anidride carbonica ed altri componenti. E' quindi necessario trattare fisicamente e chimicamente il gas estratto dal sottosuolo prima di consentirne l'utilizzo tramite la rete di distribuzione.

Come combustibile è particolarmente apprezzato per la sua facilità di trasporto, anche a grandi distanze, sia allo stato liquido sia allo stato aeriforme. Il trasporto aeriforme è realizzato tramite gasdotti in grado di collegare il luogo di estrazione con quello di utilizzo. L'alternativa ai gasdotti è portare il gas naturale allo stato liquido, trasportandolo all'interno di serbatoi attraverso le navi metaniere, fino ai centri di stoccaggio e rigassificazione.

Cinquant'anni fa, tranne che negli Stati Uniti e in Italia, il gas naturale era considerata una fonte energetica di serie B. Quando veniva trovato e se era possibile collegarlo con i centri di consumo veniva utilizzato, altrimenti veniva ignorato. Addirittura quando era rinvenuto come gas associato al petrolio si preferiva bruciarlo. A testimonianza di ciò, negli anni settanta, sorvolando di notte i deserti della penisola arabica, era facile individuare dove si trovassero i giacimenti petroliferi dalla presenza di gigantesche fiaccole che bruciavano il gas associato (la città di Kuwait era in parte illuminata da queste fiaccole). Il gas naturale, negli anni '50, incideva sul totale del consumo energetico mondiale per il 10-12% e pochi, all'epoca, pensavano a una sua così rapida ascesa. L'Italia fu una di quei pochi, fin da subito si adoperò per la realizzazione di una fitta rete di gasdotti in grado di rifornire le industrie del nord Italia. Nel 1965 l'incidenza del gas naturale sul totale dei consumi mondiali era salita al 14%, l'Italia rappresentava il quinto principale produttore. Gli anni che vanno dal 1965 al 1975 segnano il decollo del gas naturale nel mondo, incide per il 18% sul totale della produzione energetica

globale e il suo consumo, in questi 10 anni aumenta dell'80%. I dati degli anni successivi sono una conferma di questa scalata: più 40% nella produzione e consumi nel decennio '75-'85, più 23% nel decennio '85-'95 e più 12% nel decennio '95-'05. Insieme a petrolio e carbone rappresenta una delle tre principali fonti di energia<sup>55</sup>.

Regione	Produtz.*1999	2000...2004	2005....2007	2008	2009		
Russia	535,7	528,5	573,3	580,1	592,0	601,7	527,5
Usa	533,3	543,2	526,4	511,1	545,6	574,4	593,4
Canada	176,8	182,2	183,7	187,4	184,1	173,4	161,4
Iran	56,4	60,2	84,9	103,5	111,9	116,3	131,2
Algeria	86,0	84,4	82,0	88,2	84,8	85,8	81,4
Norvegia	48,5	49,7	78,5	85,0	89,7	99,2	103,5
Qatar	22,1	23,7	39,2	45,8	63,2	77	89,3
Arabia Saudita	46,2	49,8	65,7	71,8	74,4	80,4	77,5
Cina	25,2	27,2	41,5	49,3	69,2	80,3	85,2
Total Oecd	1047,2	1070,9	1088,1	1072,2	1097,1	1125,5	1127,2
Total non-Oecd	1284,8	1341,7	1605,9	1707,3	1857,6	1935,3	1860
Total World	2332,0	2412,6	2694,0	2779,5	2954,7	3060,8	2987

\*miliardi di metri cubi

Tabella: principali paesi produttori di gas naturale. Fonte: BP, *Statistical Review of World Energy 2010*.

Tra i primi 20 giacimenti del mondo, comprendendo anche i gas di scisti, quasi la metà appartengono alla Russia. Questo è il motivo per cui è il più grande produttore mondiale di metano, anche se attualmente gli Usa tornano a fare paura grazie alla scoperta di ingenti riserve di *shale gas* (riserve non convenzionali). Addirittura, grazie allo sviluppo delle tecniche di estrazione di gas non convenzionale, nel 2009 gli Stati Uniti hanno superato i russi come primo produttore mondiale di questa risorsa. Dati certi sull'ammontare di riserve di *shale gas* non ci sono ancora, certamente questa scoperta

<sup>55</sup> [http://www.nuova-energia.com/index.php?option=com\\_content&task=view&id=605&Itemid=128](http://www.nuova-energia.com/index.php?option=com_content&task=view&id=605&Itemid=128)

potrebbe stravolgere la geografia energetica mondiale andando a ridimensionare posizioni dominanti come quelle di Russia, Iran e Qatar.

Tralasciamo, per adesso, lo *shale gas* focalizzando l'analisi solamente sulle riserve convenzionali di gas. La Russia è la nazione che ha le maggiori riserve mondiali, rappresenta il vero forziere di metano per la Terra e già adesso garantisce forniture all'Europa per il 33% dei suoi fabbisogni.

Attraverso questi dati spunta fuori il nome del più grande estrattore di gas naturale a livello mondiale: Gazprom. Rappresenta il 93% della produzione russa di questa risorsa e controlla il 16% delle riserve mondiali. Detiene una posizione di monopolio.

Un quarto del metano di cui l'Europa ha bisogno per riscaldare le case e per far girare le sue centrali elettriche arriva però attraverso l'Ucraina. Questo è lo snodo cruciale dell'energia europea e negli ultimi anni, ad ogni Natale, questa vena è stata ostruita, bloccata, interrotta dalla disputa fra Mosca e Kiev sul metano che attraversa l'Ucraina, il suo prezzo, il diritto di passaggio e dallo scontro su chi deve gestire i vecchi gasdotti che alimentano l'Europa. Il braccio di ferro si ripete inesorabilmente e sistematicamente ogni anno, il risultato è sempre il solito, Mosca consolida e allarga.

Non è più il tempo dell'Unione Sovietica, adesso, per la Russia il gas deve essere venduto alle ex repubbliche sorelle ad un prezzo analogo, cioè di mercato, a quello del cliente occidentale e Gazprom deve essere in grado di controllarne il trasporto. Allo stesso tempo, questo tira e molla è legato all'utilizzo di petrolio e gas come trampolino verso un ruolo chiave e strategico della Russia nella politica internazionale. Quindi Mosca cerca una collaborazione che sia il più convergente possibile alle sue condizioni, confermando quello che è stato chiamato imperialismo energetico russo<sup>56</sup>.

L'Algeria, però, fornisce quasi altrettanto gas all'Europa arrivando a detenere una posizione di semi-monopolio con Gazprom. Ciò che interessa a Mosca è consolidare la propria posizione di fornitore di questa risorsa, concentrandosi sul controllo totale dei gasdotti. Ecco spiegati i nuovi progetti *North Stream*, un gasdotto che attraverso il Baltico dovrebbe portare il

---

<sup>56</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 25-26.

metano direttamente dalla Siberia alla Germania, e *South Stream*, nato dall'accordo fra Eni e Gazprom che dovrebbe portare il gas dei russi direttamente in Italia e in Europa meridionale<sup>57</sup>.

Questi dati sottolineano che in un mondo dominato dai combustibili fossili il ruolo del gas è rapidamente cresciuto negli ultimi decenni e crescerà ancora. Secondo lo scenario dell'IEA, quello base senza una spinta decisa verso le energie alternative, l'80% dell'energia mondiale sarà ancora dato dai combustibili fossili e il metano avrà una parte preponderante.

C'è stato un periodo in cui veniva considerata "energia pulita", in realtà il gas è un combustibile fossile e come tale inquina e produce anidride carbonica. Tuttavia inquina e produce meno anidride carbonica di petrolio e carbone. Questo ha portato alla progressiva sostituzione del petrolio e del carbone soprattutto nel riscaldamento e nelle centrali elettriche.

L'utilizzo del gas nelle centrali è da correlare alla tecnologia vincente del ciclo combinato. Il vapore che risulta dalla combustione del gas, dopo aver azionato una prima turbina, viene recuperato e utilizzato per muovere una seconda turbina<sup>58</sup>. Il risultato è un rendimento energetico eccezionalmente alto rispetto alle centrali tradizionali a gas e a quelle azionate da altri combustibili. La resa del ciclo combinato è mediamente del 55%, ovvero per ogni 100 input di energia se ne ottiene 55.

Oggi il gas fornisce il 21% dell'energia mondiale e la domanda è cresciuta al ritmo del 3,5% l'anno. In Usa e in Europa è salita del 30% circa rispetto al 1982, quindi oggi gli Usa consumano il 23% del metano mondiale mentre l'Europa fra il 15 e il 20%. Il problema è che Stati Uniti e Vecchio Continente non hanno mai avuto riserve enormi, attualmente entrambe detengono il 3% delle riserve mondiali convenzionali, e i loro pozzi sono in rapido

---

<sup>57</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 27.

<sup>58</sup> Una centrale a ciclo combinato è una centrale termoelettrica in cui sono presenti due fluidi diversi che compiono due cicli termodinamici differenti. Uno è il gas naturale che opera a temperature molto elevate e quindi può essere recuperato dalla sezione di scarico della turbina a gas dopo aver prodotto lavoro meccanico. Questi gas di scarico hanno un valore energetico ancora notevole dopo essere passati nella turbina a gas. Quindi vengono recuperati e utilizzati attraverso uno scambiatore di calore per scaldare l'acqua (l'altro fluido del ciclo combinato) e farla evaporare, visto che opera a temperature inferiori rispetto a quelle del gas naturale. Il vapore ottenuto da questo ciclo viene fatto espandere in una successiva turbina a vapore per produrre ulteriore lavoro meccanico.

esaurimento. In più gli Usa consumano il 23% e ne producono il 19%, con un deficit da colmare con le importazioni, e lo stesso vale per l'Europa che produce il 9% di gas mondiale ed ha un disavanzo rispetto ai propri consumi quasi del doppio. La situazione dell'Europa potrebbe aggravarsi con una prospettiva di portare al 75% le importazioni di metano (sono dati che fanno sempre riferimento alle riserve convenzionali, non si considera lo *shale gas* che aumenterebbe di molto la percentuale delle riserve totali e cambierebbe il discorso sulla produzione interna e sulle importazioni, soprattutto degli Stati Uniti)<sup>59</sup>.

Analizzando le riserve mondiali (*shale gas* escluso), il paese che dispone della maggior quantità di gas sottoterra è la Russia con il 25% delle riserve globali. A seguire l'Iran con il 16% e il Qatar con il 14%. Insieme, questi tre paesi, controllano il 50% delle riserve mondiali. Altri importanti esportatori come l'Algeria hanno in realtà riserve limitate in termini assoluti e le esportazioni sono ingigantite dal fatto che hanno consumi interni molto bassi. Questa concentrazione delle riserve e il boom del fabbisogno hanno fatto crescere tentazioni da parte dei produttori. Questa tentazione ha preso forma sotto il nome di GECF, *Gas Exporting Countries Forum*. E' un organismo internazionale che lega i paesi produttori di gas naturale, esiste dal 2001 e la sua sede è a Doha in Qatar. Ne fanno parte Russia, Iran, Qatar, Algeria, Libia, Egitto, Nigeria, Indonesia, Malaysia, Brunei, Emirati Arabi Uniti, Venezuela e Bolivia. In totale i membri del Gecf rappresentano due terzi delle riserve globali di gas, anche se Russia e Iran fanno da soli il 40%. L'organizzazione è solo allo stato embrionale, ma l'idea di un coordinamento dei prezzi e di creare una OGEC (Organizzazione dei paesi esportatori di gas) sulla linea dell'OPEC (Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio) non è molto lontana<sup>60</sup>.

Ci sono però delle differenze<sup>61</sup> fra i mercati del petrolio e quelli del gas. Il petrolio arriva soprattutto via mare, tramite le petroliere, mentre il gas arriva

---

<sup>59</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 28.

<sup>60</sup> *Ibidem* p. 28-29.

<sup>61</sup> *Ibidem* p. 30-31.

soprattutto tramite i gasdotti che hanno queste peculiari caratteristiche: sono costosi, progetti che costano fino a 10 miliardi di dollari, sono fissi e permanenti e legano in maniera indissolubile fornitore e consumatore. Quindi attraverso quel gasdotto il consumatore può ricevere gas solo da quel fornitore, ecco perchè vengono stipulati contratti di lunga durata, decennali, per la fornitura di gas naturale e risulta difficile intervenire sui prezzi.

Tra l'altro il prezzo del gas è legato a quello del petrolio tramite un meccanismo automatico. Infatti il prezzo è indicizzato alla media su 9 mesi di quello del petrolio. Questo ha, spesso, effetti paradossali. Come per esempio veder schizzare verso l'alto il prezzo del gas, mentre quello del petrolio, che aveva avuto il picco nove mesi prima, sta scendendo. L'altra differenza fra mercato del petrolio e quello del gas è che i grandi produttori di gas stanno riuscendo dove i grandi produttori di petrolio non sono mai riusciti: arrivare direttamente al consumatore finale. Gazprom sta infatti cercando, tramite una serie di accordi, di arrivare direttamente alla rete distributiva del gas e in prospettiva delle relative bollette.

Negli ultimi anni, tuttavia, c'è stata una svolta che potrebbe giocare a favore dei consumatori. Si tratta dell'entrata in scena del GNL, il gas naturale liquefatto<sup>62</sup>. Teoricamente permetterebbe ai paesi di diversificare le proprie fonti di approvvigionamento, rivolgendosi, per esempio, direttamente ad Iran e Qatar. Una bella svolta alla dipendenza dai gasdotti. In realtà, però, questi vantaggi per i consumatori potrebbero rimanere solo sulla carta<sup>63</sup>. Il GNL ricopre un terzo del totale di metano scambiato a livello mondiale, grazie soprattutto al Giappone e al boom di India e Cina. La domanda è in crescita: fra il 2004 e il 2008 il traffico di metaniere è aumentato di circa il 50%. Tuttavia nel 2009 esistevano quasi il doppio di progetti di rigassificatori (quelli nel paese consumatore) rispetto ad impianti di raffreddamento (quelli nel paese produttore). Nei prossimi cinque anni ci sarà, nei paesi consumatori, una capacità di rigassificare un volume di gas triplo, rispetto a quello che i

---

<sup>62</sup> Il gas naturale, alla fonte, viene raffreddato a -160 gradi e compresso. Allo stato liquido viene caricato sulle metaniere e trasportato via mare a destinazione, qui viene riscaldato, attraverso impianti rigassificatori, e riportato allo stato gassoso.

<sup>63</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 31-32.

produttori saranno in grado di liquefare. In altre parole, il mercato potrà mostrare tensioni, a causa di un eccesso di domanda, e il pallino sarà nuovamente nelle mani dei produttori. Questo scenario, verosimilmente, verrà stravolto dallo spuntare numerosi di impianti di liquefazione negli Usa che, grazie alle ingenti scoperte di *shale gas*, potrebbero diventare un importante esportatore aumentando di molto l'offerta di GNL.

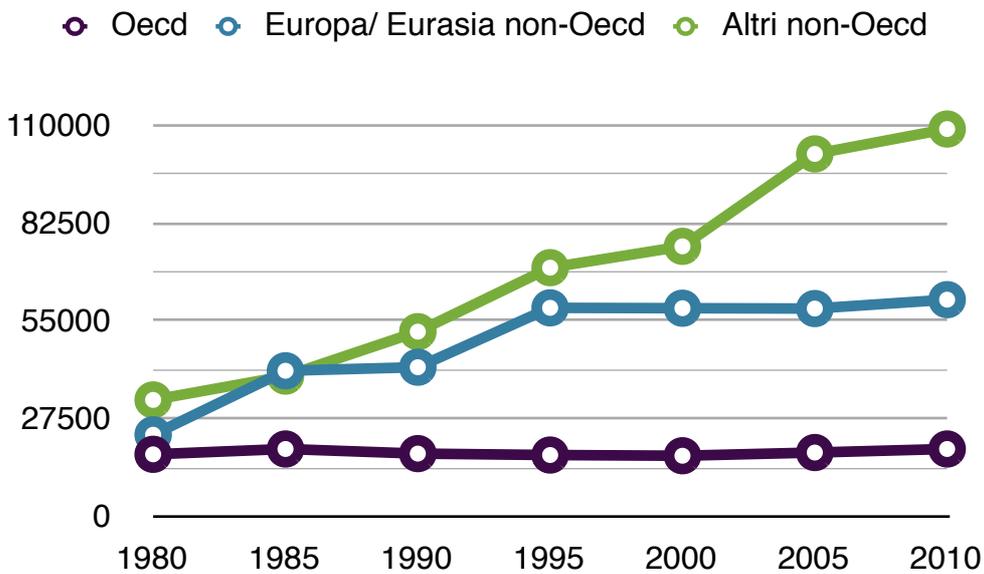


Grafico: andamento storico delle riserve mondiali (miliardi di metri cubi). Fonte: dati EIA.

D'altra parte, come tutti i combustibili fossili, anche il metano è una risorsa finita. "Complessivamente, i giacimenti accertati di gas ammontavano alla fine del 2008 a un totale di oltre 180 miliardi di metri cubi, corrispondente a circa 60 anni di produzione ai tassi produttivi attuali. Si stima che la quantità totale delle risorse recuperabili di gas a lungo termine sia superiore a 850 mila miliardi di metri cubi...Le risorse di gas non convenzionale, per lo più quelle definite "*coalbed methane*", "*tight gas*" (da giacimenti a bassa permeabilità) e "*shale gas*" ne costituiscono all'incirca il 45%..Una dettagliata analisi "*field by field*" dei trend storici della produzione di gas di quasi 600 giacimenti (che costituiscono il 55% della produzione mondiale) indica che quasi la metà della capacità produttiva mondiale esistente dovrà essere

sostituita entro il 2030, a causa dell'esaurimento di queste risorse...Al 2030, secondo lo Scenario di Riferimento, soltanto un terzo circa della produzione totale proverrà da giacimenti attualmente attivi, nonostante i continui investimenti su di essi”<sup>64</sup>.

Si desume che, se non si dovessero trovare altri giacimenti gassiferi e se la produzione attuale non aumentasse nè diminuisse in futuro, l'umanità avrebbe a disposizione questa risorsa per 60 anni.

Negli ultimi 3 anni, però, le prospettive sono state rivoluzionate. Questo, grazie allo sviluppo di una nuova tecnologia per l'estrazione del gas non convenzionale, molto più economica di quelle fino ad allora utilizzate. In particolare si fa riferimento allo *shale gas*, il gas naturale ricavato da particolari rocce sedimentarie, perlopiù a base di argilla, che si sono formate in centinaia di milioni di anni in aree del pianeta coperte da acqua superficiale. Le rocce hanno imprigionato il gas e fratturandole si può estrarlo. La tecnica adottata per l'estrazione si chiama *hydraulic fracturing* e consiste nello sparare ad alta pressione acqua con alcuni additivi chimici, in modo da frammentare la roccia e far uscire il gas.

L'impatto ambientale dei gas di scisto però rimane dubbio. Frantumare interi strati rocciosi nel sottosuolo può, infatti, compromettere la stabilità geologica. Nell'estrazione, una parte del metano si disperde nell'aria e la sua molecola è venti volte più efficiente dell'anidride carbonica nel generare l'effetto serra. La quantità di acqua utilizzata è immensa, fino al 60% ritorna in superficie piena di sostanze chimiche e deve essere smaltita. Inoltre, la frantumazione delle rocce può mettere in comunicazione l'acqua sparata nel pozzo e i suoi additivi chimici con le falde di acqua potabile.

Chi comunque sta già beneficiando, ed ha quindi esultato per questa nuova tecnica, sono gli Stati Uniti che fra lo stato di New York, Pennsylvania, Maryland e la Virginia possiedono il più grande giacimento potenziale del mondo. A seguire la Cina e anche l'Europa. Soprattutto per gli Usa si fanno previsioni sorprendenti. L'EIA afferma che grazie a queste nuove riserve gli Stati Uniti saranno in grado di soddisfare il proprio fabbisogno per i prossimi

---

<sup>64</sup> IEA, *World Energy Outlook 2009*.

20-30 anni e nel 2035 il 45% del fabbisogno americano sarà soddisfatto dalle rocce sedimentarie.

Tremano per queste scoperte i monopolisti Russia e Iran. In particolare ha reso nervosi quelli di Gazprom che vedono Big Oil, Total, Chevron ed Exxon cominciare a trivellare alle frontiere del suo regno, fra Ucraina e Polonia. La Russia, con il 25% del totale, è il paese con maggiori riserve mondiali di gas (*shale* escluso). Ma non sono così facilmente disponibili. Oggi, il gas russo che circola in Europa proviene ancora dai grandi giacimenti sovietici della Siberia centrale. Quei giacimenti sono però in via di esaurimento. Le imponenti riserve rimaste ai russi sono, sempre più, quelle sotto i ghiacci dell'Artico che richiederebbero a Gazprom e al governo ingenti investimenti in tecnologie e know-how specializzato che evidentemente non possiedono. Ecco allora che, a causa dello *shale gas*, lo scenario energetico potrebbe mutare andando ad intaccare le ambizioni russe. Gli Stati Uniti assaporano nuovamente il gusto dell'autosufficienza energetica che avevano perso a mano a mano che la loro produzione di petrolio andava calando. L'Europa si sente meno ricattabile dalla Russia, l'Asia in via di sviluppo può contare su una fonte meno inquinante del carbone, i paesi potranno diversificare i proprio fornitori puntando su gasdotti o rigassificatori. Russia, Iran e Qatar che fino ad adesso erano paradisi del metano sentono scricchiolare il loro potere<sup>65</sup>.

Di colpo le riserve mondiali di gas potrebbero aumentare del 50-100%, secondo l'IEA, soddisfacendo la domanda attuale per altri 100-120 anni.

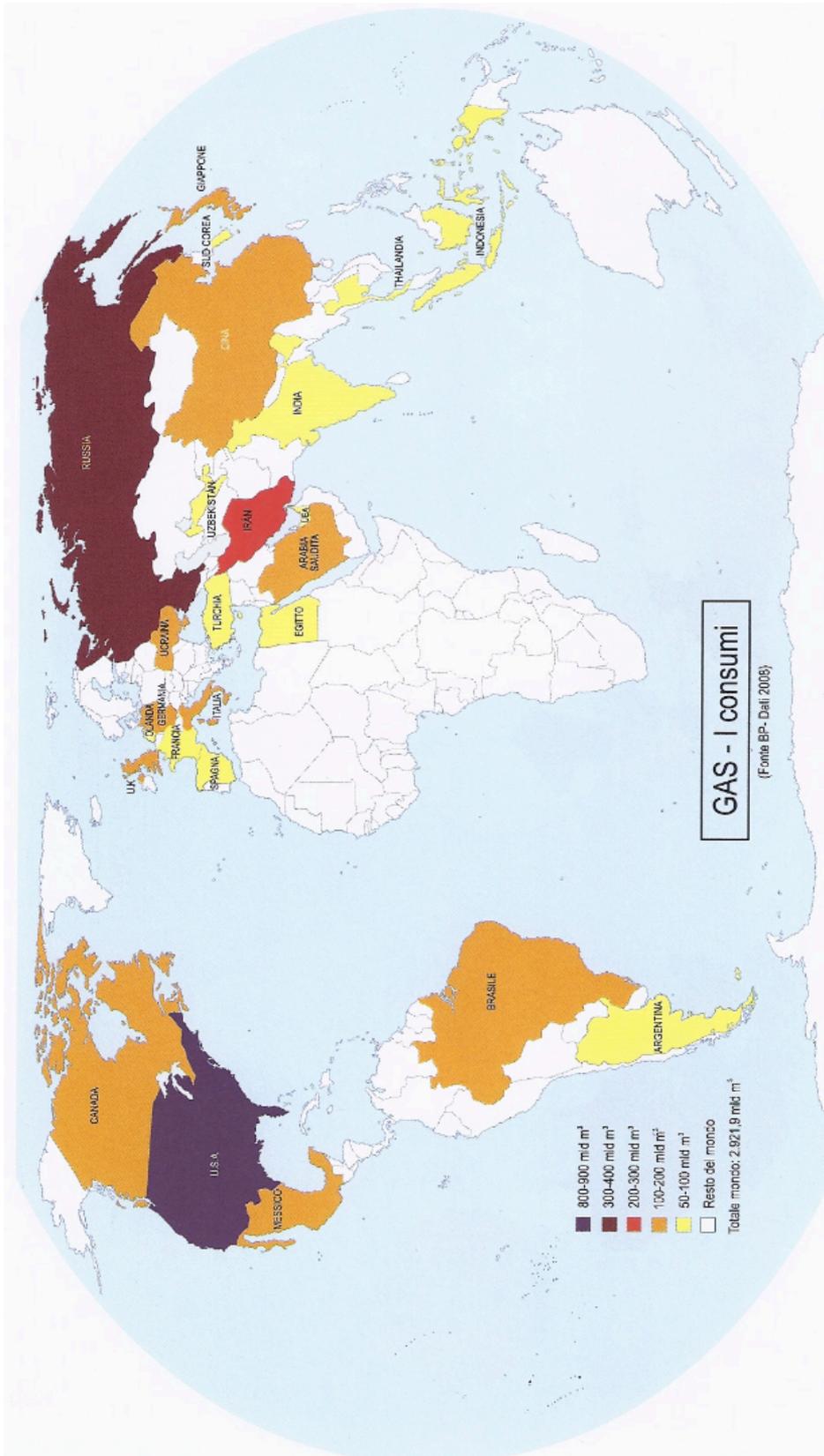
Il risultato, in prospettiva, è una rivoluzione nella geopolitica dell'energia perché spezzerebbe il monopolio di Russia, Iran e Qatar che, da soli, possiedono più di metà delle riserve convenzionali. Ma è una rivoluzione che incide anche sulle prospettive del nucleare, sulla logica dei gasdotti e del mercato del GNL. Ecco che all'improvviso, negli Usa, i rigassificatori che erano stati costruiti oppure in progetto, funzionano a regime ridotto. Le importazioni sono diminuite a favore della produzione interna e delle

---

65 [http://www.dirittiglobali.it/index.php?view=article&catid=12:ambiente-territorio-e-beni-comuni&id=1600:gas-il-nuovo-tesoro&format=pdf&ml=2&mlt=yoo\\_explorer&tmpl=component](http://www.dirittiglobali.it/index.php?view=article&catid=12:ambiente-territorio-e-beni-comuni&id=1600:gas-il-nuovo-tesoro&format=pdf&ml=2&mlt=yoo_explorer&tmpl=component)

esportazioni. Nonostante l'aumento dei consumi, nel 2035, gli Usa secondo l'EIA importeranno soltanto il 6% del fabbisogno. Gran parte delle metaniere provenienti dal Qatar dovranno cambiare rotta e dirigersi verso Europa e Asia. I mercati del gas sono stati rivoluzionati e sono adesso caratterizzati da un surplus significativo.

Ispirati dal successo dello *shale gas* americano anche l'Europa si sta avviando sullo stesso sentiero di esplorazione ed estrazione. Da qui la corsa ai migliori giacimenti europei di scisto. Il motivo è che il gas non convenzionale potrebbe avere un ruolo decisivo, per ogni paese, nel mix energetico necessario a soddisfare i parametri UE. Il gas naturale è il più ecologico dei combustibili fossili ed è compatibile in maniera perfetta con le energie rinnovabili. Infatti la flessibilità delle centrali elettriche a gas si sposa perfettamente alle fluttuazioni di domanda e offerta di elettricità che potrebbero sorgere a causa di un maggiore impiego nelle fonti rinnovabili, per loro natura intermittenti. Per molti anni, non sarà possibile rinunciare completamente all'utilizzo di combustibili fossili: la strada da intraprendere, nel breve periodo, è quella di utilizzare centrali a ciclo combinato con turbine a gas e a vapore più efficienti, a tutto vantaggio del clima e dell'ambiente.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



## Capitolo 3

### Nucleare

La situazione del nucleare e la considerazione della società e delle istituzioni verso questa tecnologia è mutata spesso nel corso degli anni. I suoi inizi, gli anni cinquanta, furono accompagnati da grande entusiasmo (per ogni atomo di uranio<sup>235</sup> che si scinde si libera un'energia che è circa 50 milioni di volte più grande di quella che si libera per la combinazione di un atomo di carbonio con l'ossigeno nel processo di combustione). In virtù di questo, venne considerata energia abbondante e a basso costo, insomma una soluzione entusiasmante.

Queste premesse sono però cambiate a partire dagli anni ottanta a causa di problemi tecnologici, politici ed economici. Si sono sommate le une sulle altre questioni legate alla radioattività, alle difficoltà di stoccaggio e messa in sicurezza delle scorie, alla salute dei cittadini e non ultimo ai costi. In quel periodo si riteneva che petrolio e gas potessero durare per molti secoli ed il loro utilizzo era molto più conveniente. In più il 1986 (disastro di Chernobyl) rappresentò l'anno cruciale, quello della paura e della diffidenza; che poi ha sempre accompagnato la sensibilità sociale nei confronti di questo tema.

Oggi sembra non essere più così, con un ritorno deciso di interesse verso il nucleare. I motivi sono la corsa incontrollata dei prezzi del petrolio, il monopolio russo del gas e gli scenari energetici riguardo ai combustibili fossili non più rassicuranti. C'è un grande fervore di nuovi progetti in Francia, Gran Bretagna, Svezia, Stati Uniti, Cina e India e anche la stessa Italia sta pensando nuovamente di riaprire la strada all'energia atomica, chiusa dal referendum. I recentissimi fatti in Giappone, il terremoto e le preoccupanti

conseguenze alla centrale di Fukushima rischiano di cambiare nuovamente lo scenario mondiale nei confronti dell'atomo.

Vediamo adesso, in maniera generale, come funziona una centrale elettronucleare. Il processo sfruttato è quello della fissione<sup>66</sup> che utilizza generalmente come sorgente di energia una miscela di uranio<sup>235</sup> e

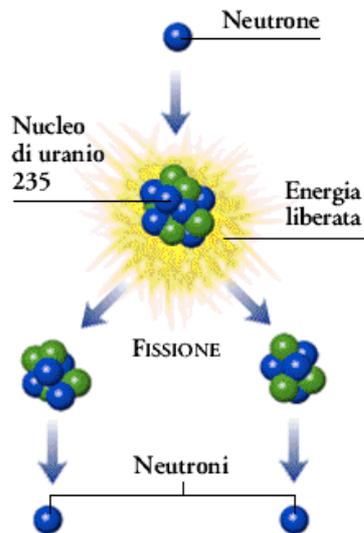


Figura che riproduce la fissione nucleare

uranio<sup>238</sup> che si trova nel nocciolo o nucleo del reattore. La reazione ha inizio facendo scontrare un neutrone con un nucleo di atomo di uranio. Dallo scontro emergono nuovi neutroni che urtano con altri nuclei di uranio, provocando nuove fissioni in un numero via via crescente, dando così luogo ad una reazione a catena. Le reazioni di fissione producono calore che viene raccolto dal liquido refrigerante in cui è immerso il nocciolo: può essere acqua naturale, così come un gas, un metallo allo stato liquido o acqua pesante. Il calore asportato dal nocciolo del reattore aumenta la temperatura

del liquido refrigerante che fluisce per mezzo di opportune pompe nel circuito primario, dove viene convogliato in uno scambiatore di calore in cui cede la propria energia sotto forma di calore al fluido circolante nel circuito secondario. In questo secondo circuito viene generato il vapore che farà muovere le pale della turbina, la quale trasferirà la propria energia cinetica all'alternatore che la trasformerà in energia elettrica<sup>67</sup>. Il reattore dispone

<sup>66</sup> Le centrali a fusione nucleare si basano su un principio differente: la fusione, anziché scindere atomi pesanti mediante bombardamento con neutroni come avviene nella fissione, implica invece l'unione di due atomi leggeri. Questo tipo di processo è ancora in fase di studio.

<sup>67</sup> Funzionamento tipico di una centrale PWR (Reattore ad Acqua Pressurizzata) in cui sono presenti 2 circuiti separati che permettono al fluido che va in turbina di non passare per il nocciolo a differenza dei reattori BWR (Reattore ad Acqua Bollente) in cui il fluido refrigerante viene direttamente trasformato in vapore all'interno del reattore. La filiera BWR proprio perché non utilizza un circuito secondario e un generatore di vapore separato invia in turbina un vapore debolmente radioattivo.

anche delle cosiddette barre di controllo cioè barre metalliche atte ad assorbire i neutroni in eccesso liberati dalla reazione. Possono essere inserite nel nocciolo e servono a modulare, a tenere sotto controllo ed eventualmente arrestare la reazione a catena di fissione in caso di criticità. Questo evita, ad esempio, che la reazione diventi incontrollata con la liberazione di enormi quantitativi di energia che possano condurre alla cosiddetta fusione del nocciolo (parziale o totale) per temperature elevatissime. Infine, il vapore in uscita dalle turbine viene riportato allo stato liquido tramite il circuito di raffreddamento costituito dal condensatore (in cui l'acqua prelevata dal territorio, ad esempio fiumi, mare o laghi, asporta calore al vapore determinando la sua condensazione) e dalle torri di raffreddamento (che rappresentano un ulteriore scambiatore di calore gas-liquido nel quale la fase liquida cede calore alla fase gassosa riducendo così la propria temperatura per poter essere successivamente reimmessa nella sorgente di provenienza).

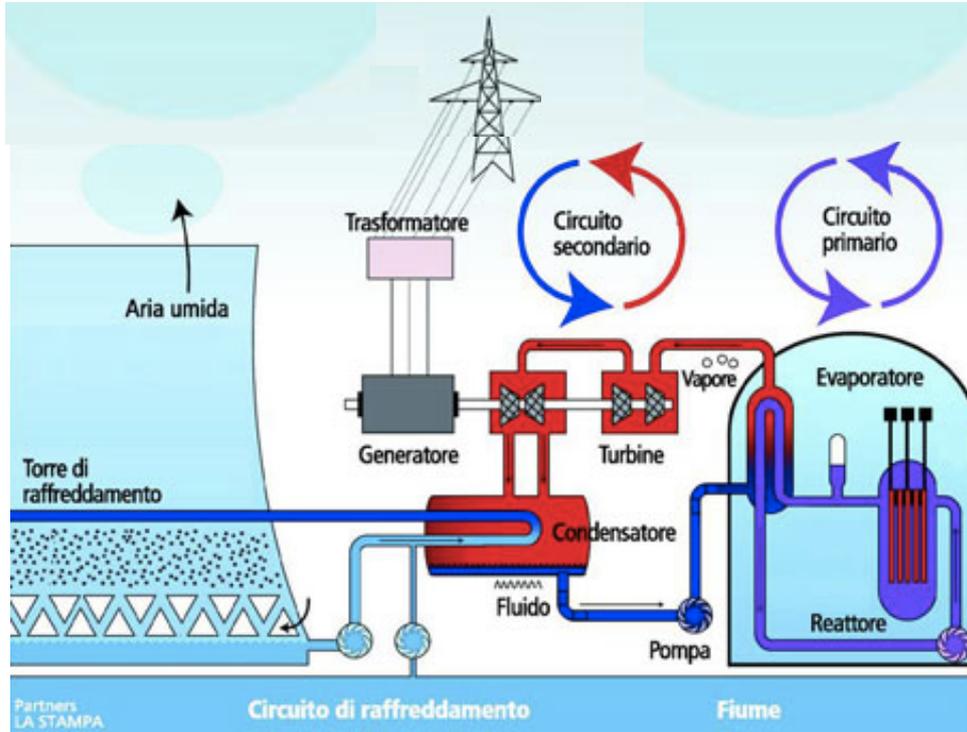


Immagine: schema di funzionamento di una centrale elettronucleare con filiera PWR (Pressurized Water Reactor). Fonte: [www.lastampa.it](http://www.lastampa.it).

Il revival del nucleare è comunque partito. Secondo i dati della *World Nuclear Association*, 1 Aprile 2011, attualmente sono in funzione 439 centrali nucleari. I reattori in costruzione sono: 2 in Slovacchia, 1 in Francia, 1 in Finlandia e 57 nel resto del mondo (la maggior parte in Cina, Russia e India). In Europa solo quelli in costruzione in Francia e Finlandia sono reattori di terza generazione, gran parte di quelli attualmente in funzione sono invece di prima e seconda generazione.

I paesi di tutta Europa e del mondo sono però in fermento per le ricerche della comunità scientifica sui reattori di quarta generazione (sei diverse tecnologie sono oggi allo studio). Gli obiettivi sono: nessuna emissione di sostanze inquinanti in atmosfera; vita media a lungo termine ovvero 20 anni di funzionamento ininterrotto con elevata efficienza di consumo del combustibile; minimizzazione delle scorie nucleari radioattive; deve essere eliminata la necessità di prevedere un piano di emergenza in caso di incidente e quindi una intrinseca sicurezza nucleare (ciò riguarda sia la sede del reattore sia il trasporto del materiale nucleare sia il suo uso e immagazzinamento); non venga dato luogo alla proliferazione nucleare di uso militare; essere, da un punto di vista economico, vantaggioso rispetto alle altre fonti di energia elettrica<sup>68</sup>. In particolare, quest'ultimo reattore, sfruttando il riprocessamento delle scorie e utilizzando uranio238, renderebbe le riserve ancora disponibili per 3000 anni<sup>69</sup>.

Secondo le previsioni, questi nuovi reattori non saranno disponibili, a livello commerciale, prima del 2030. In particolare chi punta sul nucleare ritiene di doversi muovere immediatamente, anche per gli impegni presi con il pacchetto clima-energia 20/20/20. Realisticamente, tuttavia, avviare ora un piano nucleare significa non vedere in operazione una centrale prima del 2020-2025. Questa centrale, dotata di reattori di terza generazione, avrà una vita utile di 40-60 anni da percorrere tutta per recuperare i soldi dell'investimento. Il paradosso è che dopo soli 5 anni potrebbe essere

---

<sup>68</sup> <http://www.ilsole24ore.com/art/SoleOnLine4/Italia/2008/06/quarta-generazione.shtml>

<sup>69</sup> Polo Scientifico Università di Perugia, *Atti della Giornata di Studio Nazionale-Energia nucleare nuove prospettive ed opportunità*, ed. Morlacchi 2008, p. VII.

obsoleta; un elemento che l'Italia dovrebbe considerare attentamente se dovesse nuovamente intraprendere la strada del nucleare<sup>70</sup>.

L'energia atomica però non è una risposta al 40% di fabbisogno di energia mondiale dovuta al trasporto su strada, questo almeno finché l'auto elettrica non sarà una realtà di massa. Avere più nucleare non significa avere necessità di meno petrolio. Può fornire indipendenza soprattutto dalla volontà di potenza della Russia.

In particolare, se tutti gli stati virassero con decisione verso l'opzione dell'energia atomica ci troveremmo di fronte a una mancanza di risorse umane e industriali per far fronte a questa rinascita. Dopo Chernobyl, per esempio, tutte le nuove centrali prevedono una vasca d'acciaio da posizionare sotto il reattore in modo da contenere qualsiasi fuoriuscita. Questo per evitare che a causa di una fusione del nucleo del reattore il materiale radioattivo trovi la sua strada sottoterra. Queste vasche sono enormi e devono essere fuse in un unico pezzo per evitare le debolezze strutturali delle giunture. C'è una sola fonderia al mondo, in Giappone, in grado di lavorare pezzi di queste dimensioni ed ha una lunga lista d'attesa<sup>71</sup>.

Una corretta analisi, anche per un confronto con le altre fonti energetiche, deve tenere in considerazione il problema dei costi. Nel 2003, uno studio del Mit, il *Massachusetts Institute of Technology*, stabiliva che il chilowatt nucleare non poteva essere più economico del chilowatt del gas senza forti sussidi statali o penalizzazioni per l'emissione di anidride carbonica, mentre nel 2005 l'EIA valutava che avesse un prezzo sostanzialmente equivalente. Il prezzo del metano è però volatile e ad oggi è più conveniente il chilowatt da gas<sup>72</sup>.

C'è infatti una sostanziale differenza fra la struttura dei costi di una centrale nucleare e di una centrale a gas (o a carbone). Per la prima la parte prevalente del costo complessivo è dato dal costo dell'impianto, nel secondo caso invece dal prezzo del combustibile utilizzato. Per valutare l'opzione

---

<sup>70</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 85.

<sup>71</sup> *Ibidem* p. 86.

<sup>72</sup> *Ibidem* p.88.

nucleare dobbiamo far riferimento soprattutto a questo costo e quelli da non sottovalutare di *decommissioning*. Nel 2007 una centrale a gas da 1.000 megawatt di potenza costava circa 600 milioni di euro mentre una nucleare equivalente 2 miliardi di euro. Fonti industriali, dai tedeschi di E.ON agli americani di FP&L, parlano di costi schizzati verso i 4 miliardi di euro per i loro progetti di centrali da 1.000 megawatt. Fino a toccare i 5-6 miliardi di euro attuali secondo le previsioni del CERA, *Cambridge Energy Research Associates*<sup>73</sup>.

Secondo questi dati i costi per l'Italia, che vorrebbe realizzare quattro centrali da 1.600 MW l'una, potrebbero variare fra i 25 e i 40 miliardi di euro. Una scommessa che risulta rischiosa e con la quale dover convivere a lungo.

Naturalmente può avvenire anche il contrario, ovvero l'aumento del prezzo del gas in connubio con la mancanza di economicità delle rinnovabili renderebbe il nucleare la scelta più conveniente.

Tornando ai costi, però, la scelta del nucleare presenta un'altra voce: il *decommissioning*<sup>74</sup>, ovvero il costo futuro di smantellamento delle stesse centrali in costruzione. La legge finlandese prevede che inizino subito gli accantonamenti, a carico dei proprietari delle centrali, per il futuro *decommissioning*. In Italia, a causa della chiusura anticipata delle centrali, i costi sono ricaduti direttamente sulle bollette degli italiani. I costi annunciati dalla Sogin, la società pubblica incaricata di smantellare i vecchi reattori italiani, sono 4,3 miliardi di euro che diventeranno 6 nel momento in cui verrà allestita (quando verrà trovato un sito apposito) la discarica delle scorie nucleari. Quindi smantellare una centrale costa all'incirca 5 miliardi di euro ovvero quanto si spende per costruirne una nuova. In Inghilterra il costo di smantellamento di 19 vecchie centrali costa ad oggi 100 miliardi di euro, ma questo prezzo è potenzialmente in aumento<sup>75</sup>.

---

<sup>73</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 88-89.

<sup>74</sup> In particolare il *decommissioning* prevede le seguenti fasi: completa demolizione di un impianto nucleare, rimozione di ogni vincolo dovuto alla presenza di materiali radioattivi che devono essere inviati agli opportuni depositi, ripristino del sito che torna ad essere disponibile per altri usi.

<sup>75</sup> *Ibidem* p. 90-91.

Ancora dati sui costi. Per valutare la competitività rispetto ad altre fonti il confronto deve essere fatto sulla base del *Levelized Unit Electricity Cost* che rappresenta il prezzo di vendita dell'energia prodotta da un impianto, che remunera il capitale investito ad un dato tasso di interesse, dopo le imposte. Ovvero il Luec può essere assimilato al costo di fornitura dell'energia elettrica, vale a dire al prezzo unitario di vendita che permette di pareggiare tutti i costi di costruzione e funzionamento dell'impianto. Ecco quali sono i risultati.

Type	Luec \$/MWh Eia
Carbone	94,8
Carbone con CCS	136,2
Gas ciclo combinato	66,1
Gas ciclo convenzionale	124,5
Nucleare	113,9
Eolico onshore	97
Eolico offshore	243,2
Fotovoltaico	311,8
Geotermico	101,7
Biomasse	112,5
Idroelettrico	86,4

Tabella sul costo dell'energia elettrica in funzione delle diverse tipologie di risorsa. Fonte : EIA, *Annual Energy Outlook 2011*.

Seguendo questa tabella il nucleare può essere considerata una tecnologia competitiva, almeno da un punto di vista dei costi.

L'altro punto critico però, che da sempre accompagna l'energia atomica e crea preoccupazioni, è quello della gestione delle scorie. Vediamo di cosa si tratta e quali sono gli elementi di scarto che recano danno alla salute e alla sicurezza dell'uomo. Un reattore ad acqua pressurizzata da 1.000 MW

scarica annualmente da 40 a 70 elementi combustibili contenenti 461,4 kg di uranio ciascuno, tuttavia il 94% del combustibile esausto è costituito da uranio<sup>238</sup> mentre l'1% da uranio<sup>235</sup> (elementi presenti in natura e quindi considerati non pericolosi), il 3-4% da prodotti di fissione (quali cesio, stronzio, iodio, tecnezio, etc.) pericolosi se liberati in caso di incidente, ma innocui dopo qualche centinaio di anni se custoditi in un deposito geologico. Gli elementi di maggiore rischio sono costituiti per l'1% da i vari isotopi del plutonio e per lo 0,1 % dagli attinidi minori (nettunio, americio e curio; così chiamati perché prodotti in minore quantità nei reattori nucleari tradizionali). Da una semplice analisi si rileva che un PWR (reattore ad acqua pressurizzata) di grossa taglia, annualmente scarica circa 2-3 kg di plutonio e 0,2-0,3 kg di attinidi minori la cui radiotossicità decresce nel tempo nell'ordine delle di migliaia di anni<sup>76</sup>.

Il primo deposito al mondo, permanente, per i residui radioattivi di una centrale sarà quello di Olkiluoto in Finlandia, sede di 2 impianti nucleari più un terzo attualmente in costruzione. Le altre 400 centrali operative nel mondo li accantonano in depositi nominalmente temporanei. Olkiluoto presenta, tuttavia, caratteristiche che non è facile trovare altrove. In particolare, la stabilità delle rocce lontane da ogni area sismicamente sensibile.

Si parla quindi di rilancio del nucleare mentre le scorie continuano ad essere un problema a cui trovare una soluzione. Il governo americano aveva individuato nei deserti dell'Ovest, nello Yucca Mountain nel Nevada, un luogo per la costruzione di un deposito permanente per scorie nucleari. Il progetto è stato bloccato per resistenze locali e anche se alla fine venisse varato non sarebbe operativo entro il 2020; con il rischio che se venisse aperto, la capacità di 135.000 tonnellate di residui verrebbe quasi subito colmata dalle scorie in attesa di sistemazione. In più uno studio del Mit calcola che, se i nuovi progetti di centrali prendessero corpo, ci vorrebbe un nuovo deposito tipo Yucca Mountain ogni tre-quattro anni<sup>77</sup>.

---

<sup>76</sup> [http://www.ingegnerianucleare.net/Tematiche/4SN/4SNscorieA/4SNscorieA\\_classificazione/4SNscorieA\\_classificazione.htm](http://www.ingegnerianucleare.net/Tematiche/4SN/4SNscorieA/4SNscorieA_classificazione/4SNscorieA_classificazione.htm)

<sup>77</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 84.

La risposta a questi problemi è nella tecnologia. In particolare con reattori di quarta generazione che producano meno scorie e riutilizzino parte del combustibile esausto. Oppure, come praticato in alcuni paesi, attraverso il riprocessamento che ci permette di separare uranio e plutonio dalle scorie, utilizzandoli così per preparare nuovo combustibile. E' attualmente molto costoso da un punto di vista economico, permette però di ridurre il volume di scorie prodotte risolvendo in parte il problema dello stoccaggio. La tecnologia odierna non consente ancora un utilizzo significativo del combustibile esausto, questo è invece ciò che ci si aspetta dai nuovi reattori di quarta generazione.

Infine il terreno più angosciato e inquietante: la sicurezza. Sicurezza significa gestione di eventi dannosi per la centrale, evitare la perdita e la contaminazione delle zone circostanti con materiale radioattivo, resistere ad attacchi terroristici o a scosse sismiche. Il nuovo reattore in costruzione in Finlandia, Olkiluoto 3, è stato progettato per superare indenne un attentato e Martin Landtman, il direttore dei lavori, afferma "ci siamo preparati ai pericoli che conosciamo". Significa "siamo pronti a rispondere a ciò che sappiamo ma non siamo pronti a ciò che non sappiamo di non sapere". Il vero rischio è lì. Il problema con l'energia atomica è quello che non ti aspetti<sup>78</sup>.

In cinquant'anni l'episodio con le più gravi conseguenze è stato quello di Chernobyl e attualmente quello della centrale di Fukushima in Giappone, ci sono state comunque altri episodi che hanno fatto sfiorare le soglie di pericolo nei quali però hanno ben funzionato i sistemi di sicurezza. Il punto è che per quanto basse possano essere le probabilità percentuali di un incidente in una centrale atomica, quel numero piccolissimo va comunque moltiplicato per l'enormità delle conseguenze.

Tornando alla situazione dell'Italia possiamo dire che varie questioni dovrebbero essere analizzate prima di puntare nuovamente su questa tecnologia.

Prima: fare una corretta analisi economica degli investimenti e dei costi che devono essere sostenuti con una base reale di studio scientifico e tecnico.

---

<sup>78</sup> Ibidem p. 81-82.

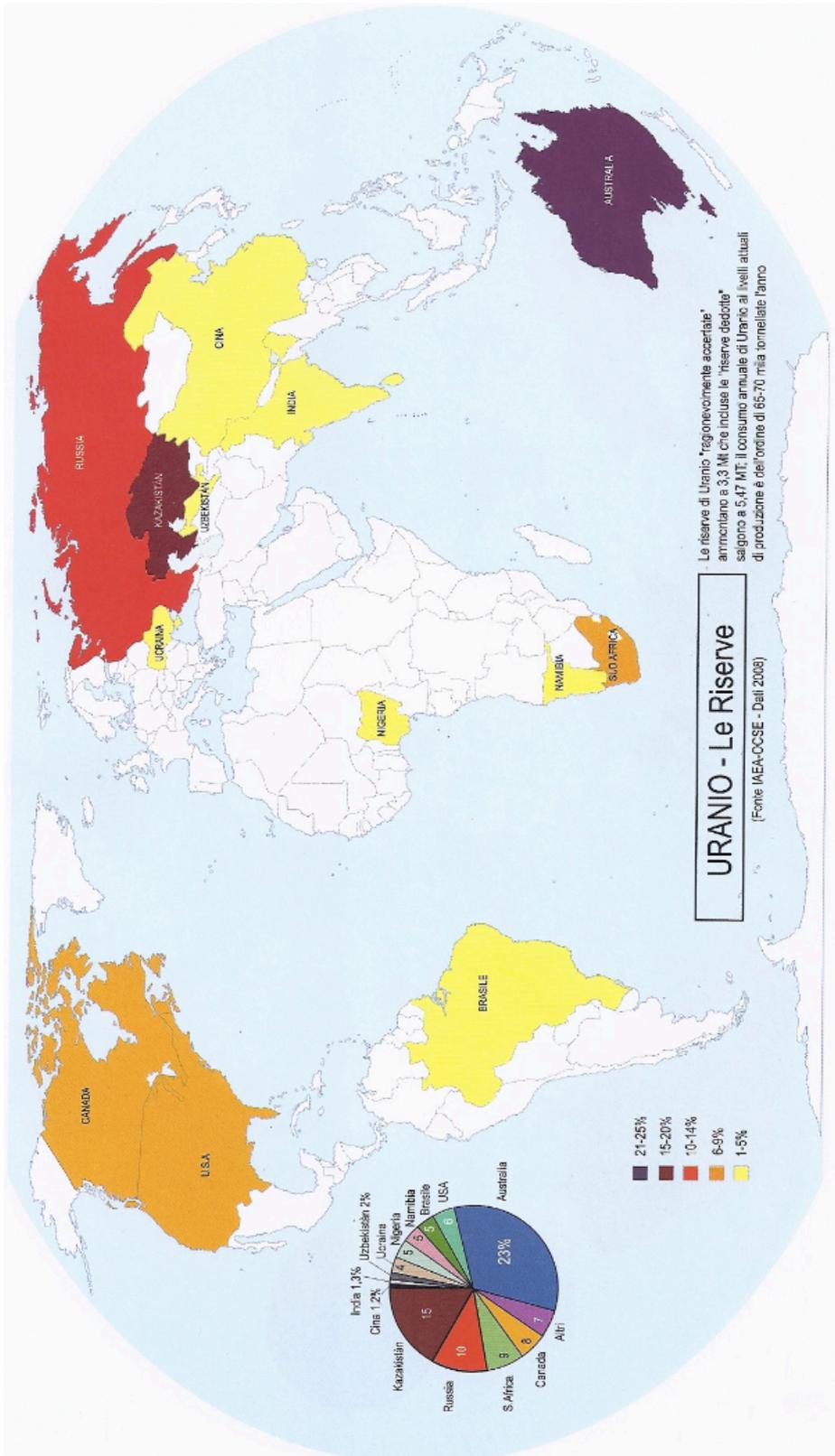
Seconda: l'Italia in questo momento non ha le competenze per gestire le centrali. Rinunciando al nucleare con il referendum del 1987 abbiamo anche distrutto le competenze tecnologiche nazionali. Nella pratica, un ritorno al nucleare, significherebbe dipendere dall'estero per tecnologie, *know-how*, materiali e mano d'opera. Un problema sì di competenze, ma anche di ulteriori costi.

Terza: Cosa succederebbe poi alle scorie prodotte se ci dotassimo di centrali nucleari? In quale regione o zona della penisola le stoccheremo? Difficilmente la popolazione locale accetterebbe un deposito unico nazionale nella propria terra. Intanto, dobbiamo ancora risolvere la questione delle scorie delle centrali passate. Un accordo fra Italia e Francia prevede il riprocessamento delle 235 tonnellate di scorie ancora presenti nel territorio italiano e che una volta trattate faranno ritorno sempre in Italia.

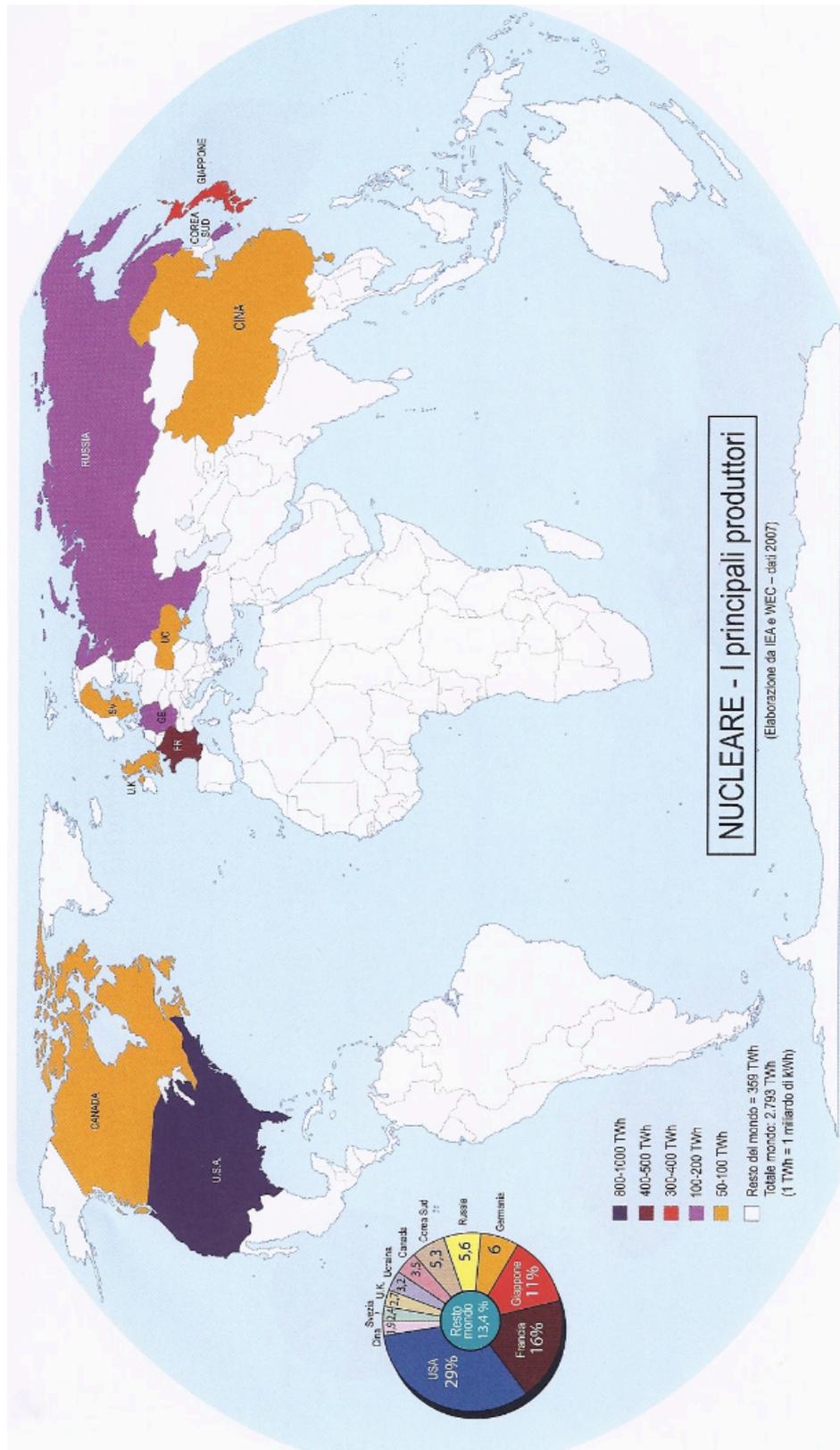
Quarta: l'Italia quale nucleare vuole, quello di terza o quarta generazione? Quello di terza presenta il problema della gestione del combustibile, delle scorie e del *decommissioning* che non siamo in grado di gestire. Per la quarta generazione c'è ancora tempo, almeno fino al 2030 secondo le previsioni più ottimistiche.

Quinta: è stato fortemente evidenziato il problema di infiltrazioni mafiose nel settore delle rinnovabili. Il tema è delicato a maggior ragione se questo dovesse avvenire nel nucleare. E' facile immaginarne le conseguenze.

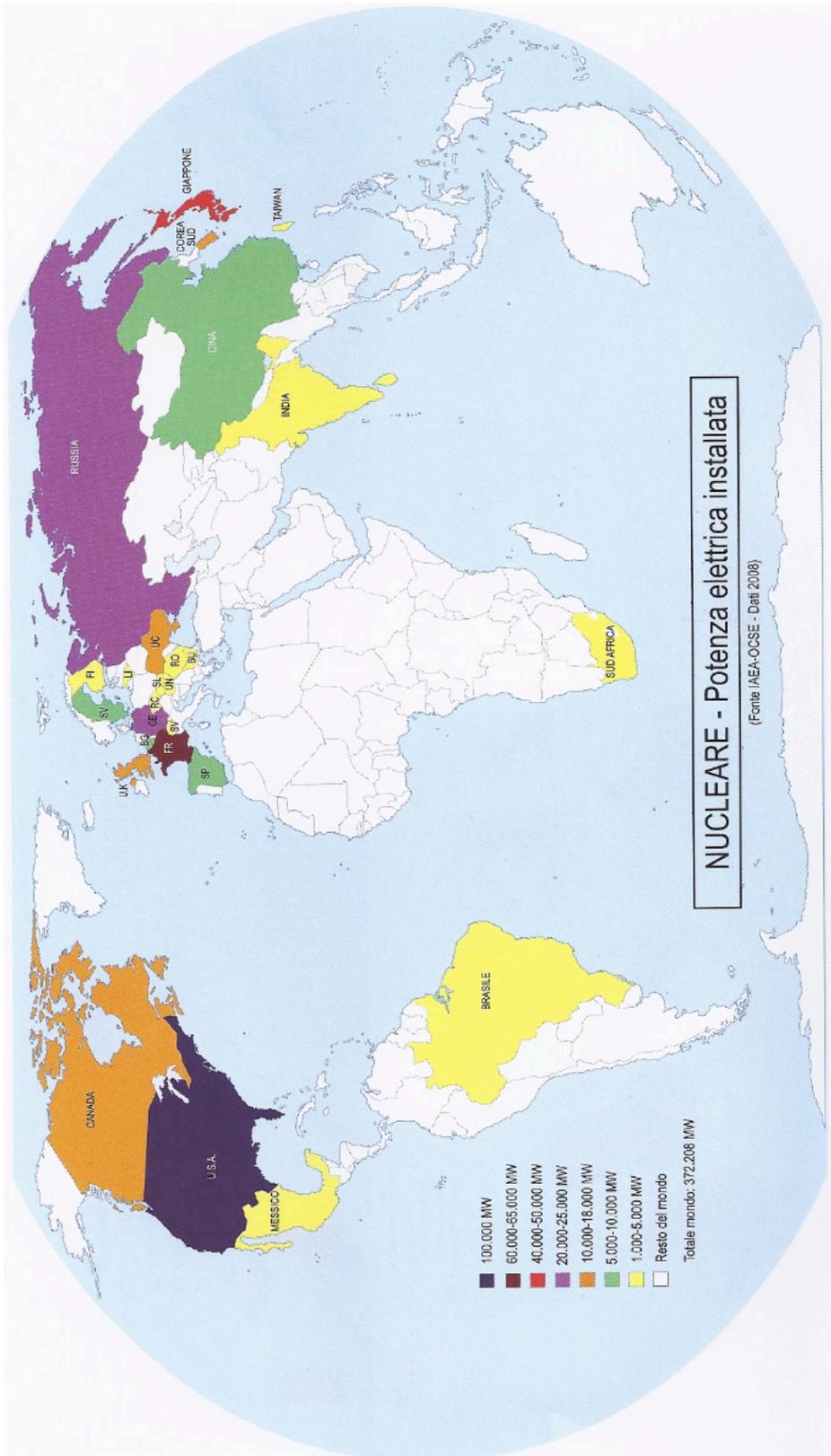
Quindi ricapitolando costi di costruzione, costi di esercizio e manutenzione, costi del combustibile, costi di gestione scorie ed infine quelli di *decommissioning*. Laddove ci sia anche un vantaggio economico nel nucleare, si deve sempre considerare che gli esborsi sono ingenti (dai 25 ai 40 miliardi di euro secondo il piano voluto dal governo Berlusconi per 6.400 megawatt complessivi) e che con questa opzione e scommessa dovremmo poi convivere a lungo.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



## Capitolo 4

### Risorse rinnovabili

“Sono da considerarsi energie rinnovabili quelle forme di energia generate da fonti che per loro caratteristica intrinseca si rigenerano o non sono "esauribili" nella scala dei tempi "umani" e, per estensione, il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future”<sup>79</sup>.

Secondo la normativa di riferimento italiana vengono considerate rinnovabili il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici. L'energia nucleare non viene considerata energia rinnovabile in quanto si considerano limitate nella scala dei tempi umani le riserve di uranio.

L'incidenza sull'offerta totale mondiale delle energie rinnovabili è attualmente del 13%<sup>80</sup>. In particolare, in Italia, il contributo delle rinnovabili alla produzione di energia elettrica è del 22,2% contro il 64,8% delle fonti tradizionali. L'apporto maggiore è dato dalle risorse idriche con il 14,9% poi i biocombustibili con il 2,7%, l'eolico con il 2,5%, il geotermico con l'1,6% e il fotovoltaico con lo 0,5%<sup>81</sup>.

Le risorse rinnovabili rappresentano l'idea di energia pulita. Contribuiscono alla riduzione della dipendenza dai combustibili fossili, alla diminuzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, alla diversificazione delle fonti energetiche e del relativo mercato e al rispetto degli impegni presi dai paesi sulla questione energetica.

---

<sup>79</sup> [http://it.wikipedia.org/wiki/Energie\\_rinnovabili](http://it.wikipedia.org/wiki/Energie_rinnovabili)

<sup>80</sup> <http://www.iea.org/statist/index.htm>

<sup>81</sup> Terna, *Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia*, 2011.



## Solare fotovoltaico

Si parla di solare fotovoltaico quando si fa riferimento all'energia elettrica prodotta sfruttando direttamente l'energia irraggiata dal sole verso la Terra<sup>82</sup>.

I pannelli solari sono da considerare una rivoluzione nel campo dell'energia principalmente per due aspetti. Il primo è la possibilità di produrre elettricità direttamente da una fonte abbondante senza il tradizionale passaggio per una turbina a vapore come avviene invece nell'altro solare, quello termodinamico.

Il secondo, è il modello di produzione e distribuzione che comporta. Può trovare infatti applicazione in soluzioni impiantistiche che spaziano dai pochi kW di potenza degli impianti residenziali ai diversi MW delle centrali fotovoltaiche a terra. Ciò dà la possibilità di produrre energia nel posto in cui viene consumata, vicino alla vita quotidiana; sui tetti e le pareti di case e uffici per esempio.

Questo ha due importanti conseguenze. La prima è di sgravare di una parte significativa di consumi le centrali e le reti di grande produzione e distribuzione. La seconda è la possibilità di immettere nella rete, da parte anche dei privati, l'eccesso di produzione elettrica.

In laboratorio, i pannelli fotovoltaici hanno raggiunto un'efficienza del 32,5% (ovvero il 32,5% della luce ricevuta viene convertita in energia), ma nei prodotti in commercio si oscilla fra il 12-19%. Questi dati fanno riferimento ai pannelli a cristalli di silicio che coprono il mercato del fotovoltaico per il 90%.

L'altra tecnologia si basa invece su moduli a pellicola. In questo caso i semiconduttori sono dei film sottilissimi installati su supporti di vetro, di acciaio o di plastica. Invece di montare pannelli sul tetto è possibile realizzare tegole fotovoltaiche. Essendo notevolmente più sottile dei pannelli ha un costo

---

<sup>82</sup> La conversione della radiazione solare in una corrente di elettroni avviene nella cella fotovoltaica, un dispositivo costituito da una sottile lamina di materiale semiconduttore, generalmente silicio. La condizione di base, affinché si generi corrente, è che la cella venga opportunamente trattata, inserendo atomi di boro e fosforo, per realizzare un campo elettrico e una differenza di potenziale. Quando la luce del sole colpisce la cella, i fotoni della radiazione solare fanno liberare gli elettroni dagli atomi del silicio, i quali si muovono dalla parte a potenziale più alto a quella a potenziale più basso della cella stessa e generano corrente continua.

inferiore, costa circa il 50% in meno. La resa energetica delle pellicole è fra il 5 e l'11%, il 50% in meno dei pannelli. Per ottenere la stessa quantità di energia dei pannelli occorre una superficie doppia di pellicola.

Un evidente problema del fotovoltaico è che l'energia viene prodotta solo nelle ore di luce, non è utilizzabile di notte, e quindi non è adatta per qualunque situazione, essendo l'elettricità una forma di energia difficilmente accumulabile in grandi quantità. Va rilevato, però, che la produzione da solare è maggiore proprio nei momenti di maggior richiesta, cioè durante il giorno e nelle stagioni calde, durante le quali può sopperire all'aumento di consumi dovuto agli impianti di ventilazione e condizionamento.

Non è utilizzabile la notte, lo è invece nei giorni nuvolosi. Grazie, infatti, alla riflessione della luce, un giorno nuvoloso può essere anche più produttivo di una giornata di cielo sgombro. In generale, comunque, maggiore è l'intensità della luce maggiore è il flusso di elettricità prodotta.

Nel 1992 la potenza fotovoltaica mondiale era di 0,1 GW. Nel corso degli anni è cresciuta ed è attualmente di 15GW. I paesi che forniscono il maggior contributo sono la Germania con il 36%, la Spagna con il 23%, il Giappone con il 15%, gli Usa con l'8% e l'Italia con il 3%. A seguire, con piccole percentuali, il resto del mondo<sup>83</sup>.

L'EPIA, *European Photovoltaic Industry Association*, prevede per il 2025 una forte crescita del settore, con una potenza fotovoltaica mondiale installata di 433 GW ed una produzione di energia elettrica pari a 589 TWh, corrispondente a circa il 3% della stima di consumo mondiale di energia elettrica. In Italia, siamo passati dai 34,1 MW di potenza installati nel 2005, ai 50 MW del 2006, ai 120 del 2007 con una crescita record del 140% in un anno. Nel 2009, secondo i dati elaborati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) risulta una potenza cumulativa installata di 428 MW<sup>84</sup>.

Per quanto riguarda i costi, il fotovoltaico resta un'energia, sussidi esclusi, relativamente costosa, come evidenziato dai dati nel precedente capitolo sul

---

<sup>83</sup> Fonte IEA, *Technology Roadmap Solar photovoltaic energy 2010*.

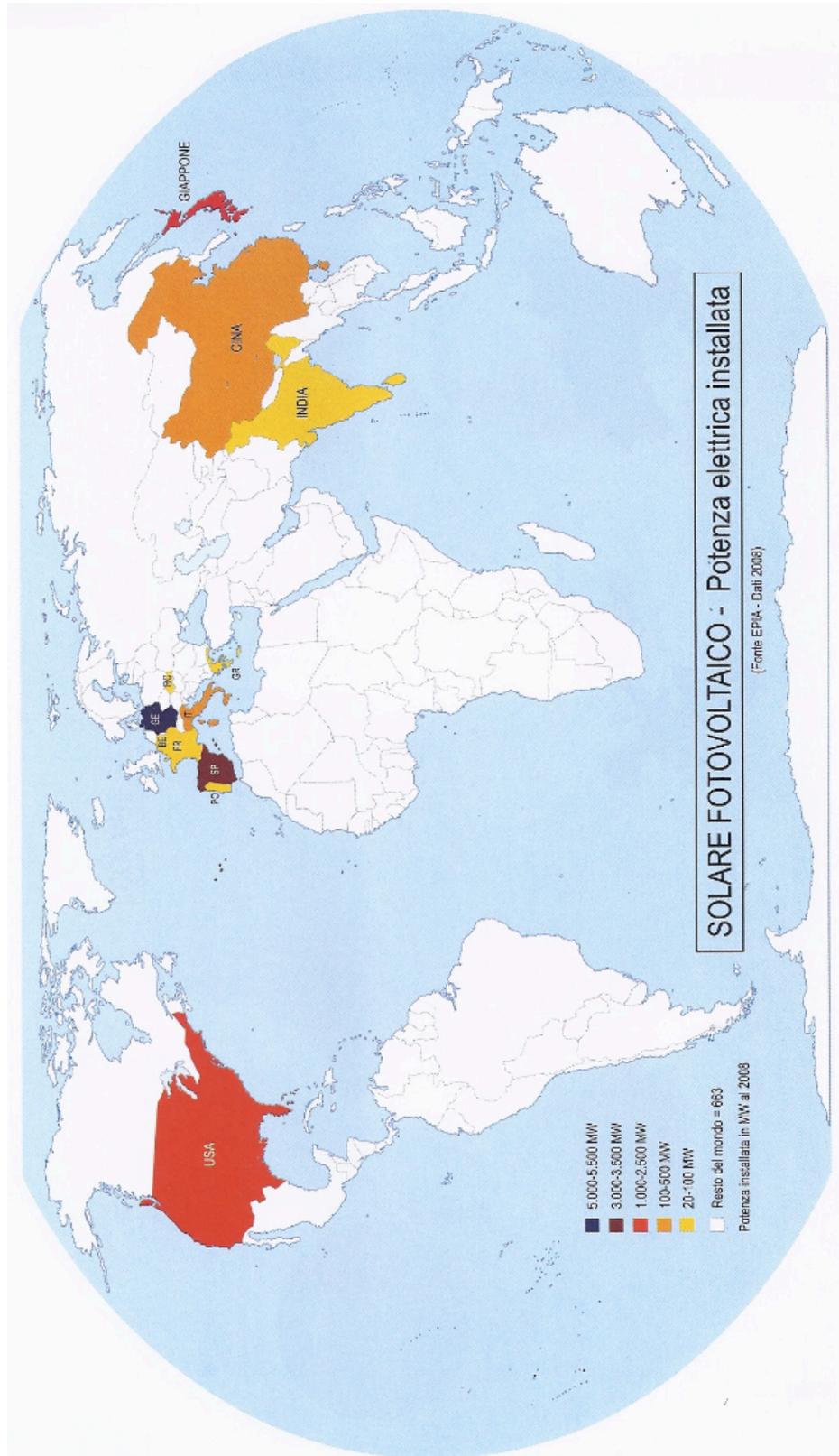
<sup>84</sup> ENEA, *Le fonti rinnovabili 2010*, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, 978-88-8286-224-4.

nucleare. Secondo l'EPIA<sup>85</sup>, il costo oscilla fra i 20 e i 40 centesimi di euro per chilowattora a seconda di latitudine e insolazione. A Los Angeles (1.800 ore di sole l'anno) costa 22 centesimi di euro per chilowattora. A Roma 33 centesimi, mentre a Berlino (900 ore) 44 centesimi.

Secondo però la stessa EPIA, i progressi delle tecnologie, della ricerca e delle economie di scala, rese possibili da maggiori volumi di produzione, dovrebbero ridurre questi costi ad un terzo entro il 2030.

---

<sup>85</sup> ENEA, *Le fonti rinnovabili 2010*.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.

## Solare termodinamico

L'impianto solare termodinamico, anche noto come impianto solare a concentrazione, ripete, a parte la fonte, la routine tradizionale di una centrale elettrica.

Il principio di funzionamento prevede di utilizzare la radiazione solare per ottenerne calore e riscaldare l'acqua che, una volta divenuta vapore, azionerà una turbina per produrre energia elettrica. La raccolta e la concentrazione della radiazione solare, necessaria per ottenere calore ad elevate temperature (circa 600 °C), avviene con l'ausilio di superfici riflettenti, normalmente specchi ottici, i quali convogliano i raggi solari sui ricevitori che trasferiscono l'energia al fluido termovettore che circola al loro interno. Il calore asportato dal fluido scalderà poi l'acqua in un'apposita caldaia.

Ad esempio: in un impianto a concentratori parabolici lineari la concentrazione della radiazione solare avviene su di un tubo ricevitore disposto lungo i fuochi della parabola. In una centrale solare a torre, invece, la concentrazione della radiazione avviene direttamente su un singolo ricevitore posto sulla sommità di una torre, all'interno del quale viene fatto circolare un fluido termovettore.



Due immagini di impianti solare termodinamici. A sinistra una centrale con concentratori parabolici lineare, a destra una centrale solare a torre.

Il vantaggio riscontrabile rispetto al tradizionale impianto fotovoltaico è che l'energia assorbita dal fluido termovettore viene trasportata in un serbatoio di accumulo. Questo immagazzinamento ci permette di supplire ai momenti di

scarsa o nulla insolazione come la notte. In particolare, grazie alle nuove tecnologie di stoccaggio termico, le centrali potranno elevare le ore annue di funzionamento dalle attuali 2.500-3.000 alle oltre 5.000.

Tuttavia, nel solare termodinamico, la radiazione solare per poter essere trasformata in calore utile ad alta temperatura deve essere concentrata. Ciò comporta, a differenza della tecnologia fotovoltaica, la perdita della componente diffusa e lo sfruttamento della sola componente diretta della radiazione.

Questo limita le localizzazioni possibili delle centrali termodinamiche ad aree dove il sole brilla tutto l'anno o quasi.

Per quanto riguarda i rendimenti, i concentratori a disco parabolico si attestano sul 30%, i sistemi a torre con ricevitore centrale sul 18-20%, mentre per i concentratori parabolici lineari sul 16-18%<sup>86</sup>.

Secondo i dati dell'ENEA, il parco mondiale del solare termodinamico passerà da 1.562 MW installati attualmente, a 6.400 MW nel 2015, a 37.000 MW nel 2025, con tassi di sviluppo del 50% l'anno. Secondo le previsioni di McKinsey, nei prossimi 10 anni, il solare termodinamico insieme al fotovoltaico arriverà a rappresentare fra il 3 e il 6% di tutta la potenza elettrica installata nel mondo. Se questa percentuale sembra poco, la statistica può anche essere letta in un altro modo: il 10-20% di tutta la nuova potenza elettrica installata, ogni anno, nel mondo, da qui al 2020<sup>87</sup>.

Per l'Italia, il potenziale tecnico di penetrazione del solare termodinamico oscilla tra i 2.500 e i 3.500 MW che corrispondono a 50-70 km<sup>2</sup> del territorio nazionale.

Analizzando i dati economici riportati da ENEA, questa tecnologia, attualmente, ha dei costi di produzione che variano fra i 14 e 29 centesimi di euro per chilowattora prodotti a seconda del livello di irraggiamento e di quota solare. Il costo di produzione dell'energia elettrica, evidentemente, dipende quasi per intero dal costo di costruzione dell'impianto che ha una vita media di 25 anni.

---

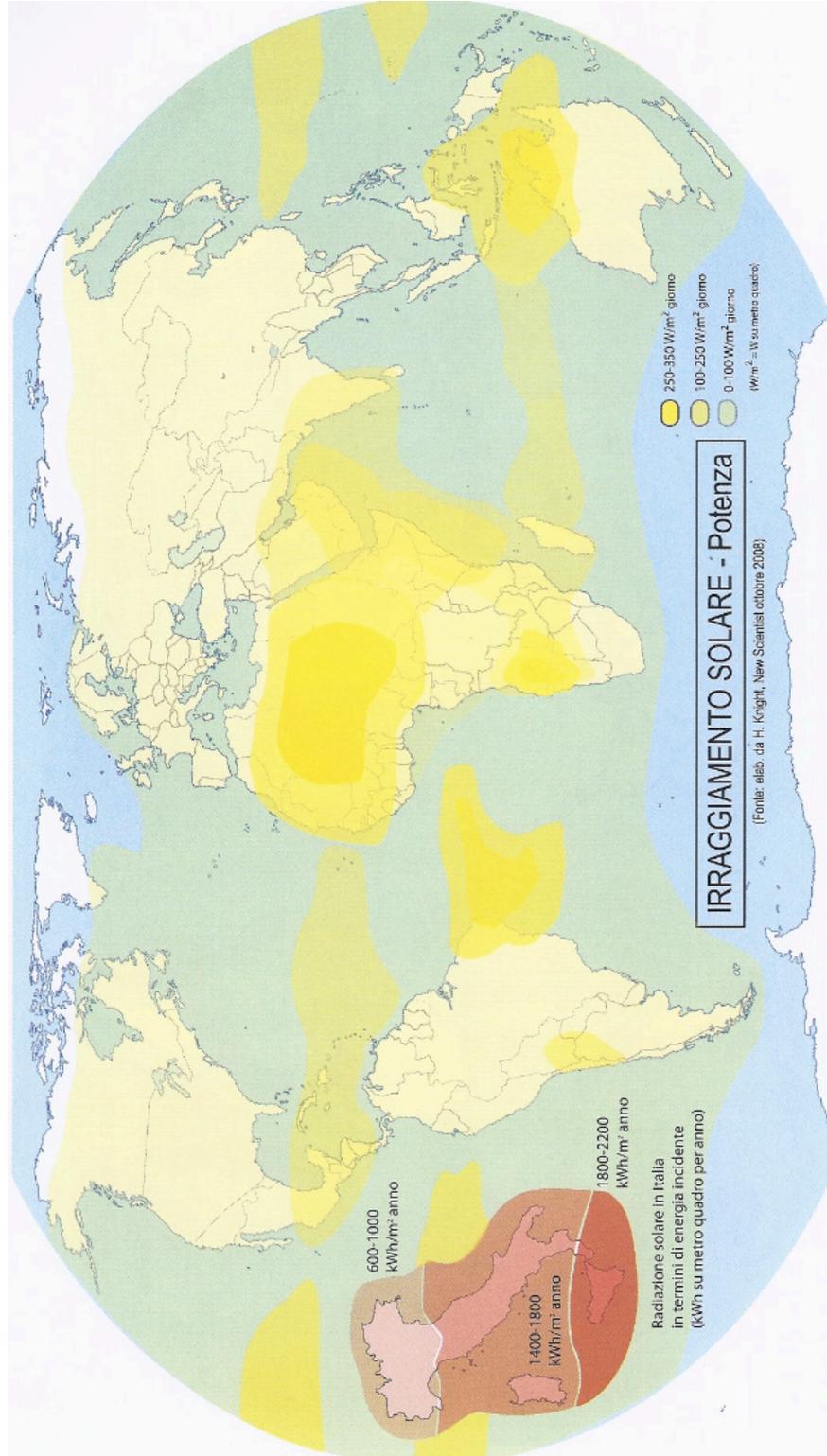
<sup>86</sup> ENEA, *Le fonti rinnovabili 2010*.

<sup>87</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 102.

Il divario con il costo dell'energia da combustibili fossili, che è di 6-7,5 centesimi di euro per chilowattora, appare elevato. Ma la possibilità di sfruttare zone ad elevata insolazione, lo sviluppo delle tecnologie, il costo dei combustibili fossili in aumento e il passaggio a una scala di produzione maggiore (nel 2010 entreranno in funzione megacentrali da 500 e 700 MW) farà scendere i costi del termodinamico a 8 centesimi di euro per chilowattora secondo le previsioni di McKinsey<sup>88</sup>. Rendendolo competitivo, secondo l'ENEA, con i combustibili fossili nel 2025 al prezzo di 6 centesimi di euro per chilowattora.

---

<sup>88</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 103.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.

## Geotermia

L'energia geotermica è la più antica e naturale che si possa trovare sulla Terra. Il calore terrestre deriva dal calore residuo di formazione del pianeta e viene continuamente alimentato dalle reazioni di decadimento radioattivo di alcuni isotopi (uranio, torio, potassio ecc.) presenti in profondità nelle rocce.

Un'enorme quantità di energia termica si trova sotto i nostri piedi, a pochi chilometri di profondità. Raggiungerlo significa poter ottenere una fonte inesauribile, disponibile giorno e notte, priva di effetto serra, che può potenzialmente costare quanto gas e carbone.

La temperatura del pianeta aumenta con la profondità, gradiente geotermico, mediamente di circa 3 °C ogni 100 metri, ma la distribuzione di energia termica e il flusso di calore, a parità di profondità, sono molto variabili e dipendono dalle condizioni geodinamiche e geologico-strutturali.

L'energia geotermica è conosciuta fin dall'antichità, in Toscana i vapori e i soffioni boraciferi di Larderello erano sfruttati in epoca etrusca per le terme e il boro. In seguito nacque l'idea di sfruttare il calore del sottosuolo di Larderello per la produzione di elettricità. La prima centrale al mondo ad energia geotermica fu realizzata nel 1914 in Val di Cecina.

Quando si parla di sistemi geotermici si fa riferimento generalmente ai sistemi idrotermali ai quali può essere imputata una percentuale prossima al 100% della produzione di energia elettrica geotermica nel mondo. I sistemi idrotermali sono così costituiti: una sorgente di calore, dovuta a intrusioni magmatiche; un serbatoio geotermico di rocce porose e permeabili nel quale circola acqua (piovana e dei fiumi che viene scaldata; una ricarica di acqua nel serbatoio per garantire una continua alimentazione di vapore alla centrale; ed una copertura composta da uno strato di rocce impermeabili, sovrapposta al serbatoio, che evita la dispersione in superficie di acqua e vapore riscaldati).

Si procede quindi, in base a questo schema, a prelevare e convogliare i vapori, formatisi naturalmente nel serbatoio, in una turbina la quale, tramite un alternatore, produrrà energia elettrica.

Le nuove tecnologie stanno cercando di sfruttare l'energia geotermica anche in quelle zone dove, nonostante la presenza di una anomalia termica rilevante, non ci sono serbatoi con rocce porose/permeabili e le quantità di fluido ivi localizzate sono troppo scarse. In questo caso si cerca di modificare artificialmente questi parametri con gli EGS, *Enhanced Geothermal Systems*, provocando un aumento della porosità efficace della roccia serbatoio attraverso fratturazione indotta e/o iniettando fluido dall'esterno.

La potenza installata nel mondo ha raggiunto 9.732 MW nel 2008, con gli Usa 2.687 MW e Filippine 1969,7 MW in testa. L'Italia si colloca la quinto posto con 810,5 MW di potenza geotermica installata. Vari studi per la valutazione delle riserve hanno fornito un quadro interessante, stimando potenziali di 100 GW e 35 GW rispettivamente in Usa e Germania<sup>89</sup>.

La maggior parte delle risorse geotermiche, a cui può essere imputato tale potenziale, è costituita dagli EGS la cui tecnologia di sfruttamento non è ancora del tutto matura per garantire un uso economicamente sostenibile. Si ritiene tuttavia che, con l'introduzione di nuove tecnologie e l'ottimizzazione di quelle esistenti, in una prospettiva di medio lungo periodo (10-15 anni), l'utilizzo energetico dei sistemi EGS possa svilupparsi e diventare sostenibile anche dal punto di vista economico.

A livello globale si valuta che un efficiente sfruttamento dell'energia geotermica consentirebbe di risparmiare annualmente 265 milioni di barili di petrolio e di evitare di immettere nell'atmosfera 115 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>. È stato calcolato che l'emissione di CO<sub>2</sub> per la produzione di un chilowattora geotermoelettrico oscilla fra i 13 e i 380 grammi rispetto ai 1.042 g/kWh delle centrali a carbone, ai 906 g/kWh delle centrali ad olio combustibile, e ai 453 g/kWh di CO<sub>2</sub> delle centrali a gas naturale. Comporta quindi degli indiscutibili benefici in termini di sviluppo sostenibile<sup>90</sup>.

Da un punto di vista economico i fattori di costo da considerare sono principalmente due. Il primo riguarda l'approvvigionamento, ovvero la ricerca e l'esplorazione, tramite trivellazione, della risorsa geotermica. Il secondo

---

<sup>89</sup> ENEA, *Le fonti rinnovabili 2010*.

<sup>90</sup> Ibidem.

fattore riguarda i costi di realizzazione dell'impianto. Insieme incidono per l'80% sui costi complessivi. Le stime del *Massachusetts Institute of Technology* affermano che il costo di un chilowattora geotermico è fra i 6 e gli 8 centesimi, competitivo con il costo dei combustibili fossili.

Questi costi, tra l'altro, potrebbero essere abbattuti ricorrendo alla cattura e sequestro di anidride carbonica. Invece di iniettare acqua nei pozzi geotermici, si inserirebbe CO<sub>2</sub> a livello supercritico, cioè ad una temperatura e ad una pressione sufficienti a dare all'anidride carbonica le proprietà contemporanee di gas e liquido. L'idea di accoppiare geotermia avanzata e sequestro dell'anidride carbonica è particolarmente suggestiva, anche se restano i dubbi sulla sicurezza, in particolare sull'effettiva tenuta del sottosuolo di CO<sub>2</sub><sup>91</sup>.

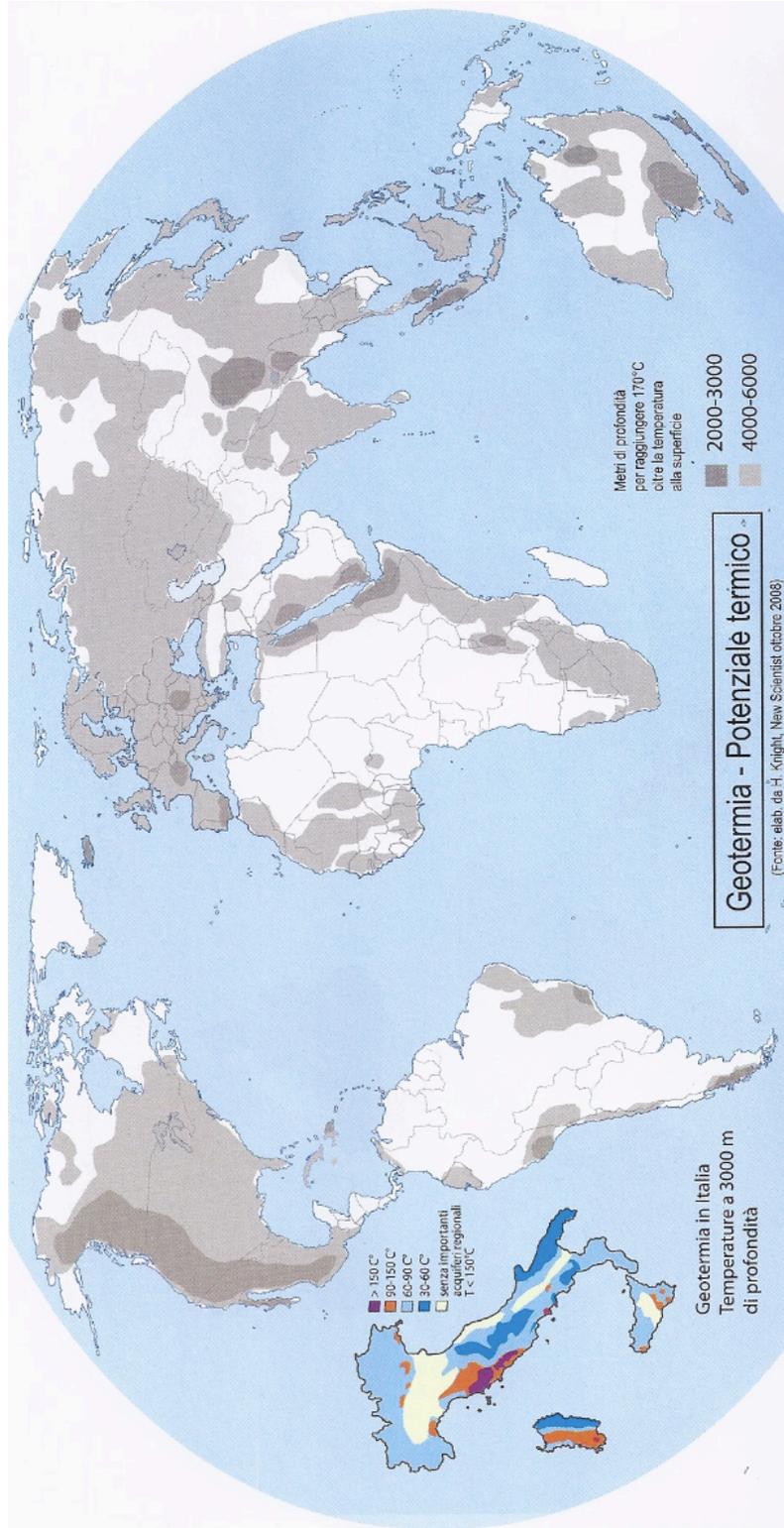
Oltre ai notevoli vantaggi, sia la futuribile CCS sia i sistemi EGS, pongono però degli interrogativi. A fronte di energia a costi competitivi, senza effetto serra, 24 ore al giorno, 7 giorni su 7 garantendo il flusso di base di elettricità come nucleare, carbone, gas questi sistemi devono affrontare il tema sicurezza. Trafficare nel sottosuolo, frantumando su grande scala e iniettando gas o acqua può creare instabilità. Come è già successo, tra l'altro, creando un terremoto di 3-4 gradi della scala Richter nel 2006 in un progetto di geotermia avanzata a Basilea.

Nonostante questo gli investimenti e i progetti sono molti cercando di realizzare impianti con potenze maggiori. Come il progetto, in funzione a partire dal 2012, della centrale della Geodynamics da 50 MW. Sempre la stessa compagnia ha individuato un altro sito ad Innamincka, una delle zone più selvagge dell'Australia. Qui, fra il granito e la superficie ci sono quattro chilometri di sedimenti isolanti. In più questo granito rappresenta la meno profonda e la più calda formazione rocciosa al mondo. Geodynamics pensa di arrivare ad ottenere ad Innamincka, tramite il sistema EGS, fra i 5 e i 10 GW di potenza installabile: il 20% del fabbisogno australiano di energia<sup>92</sup>.

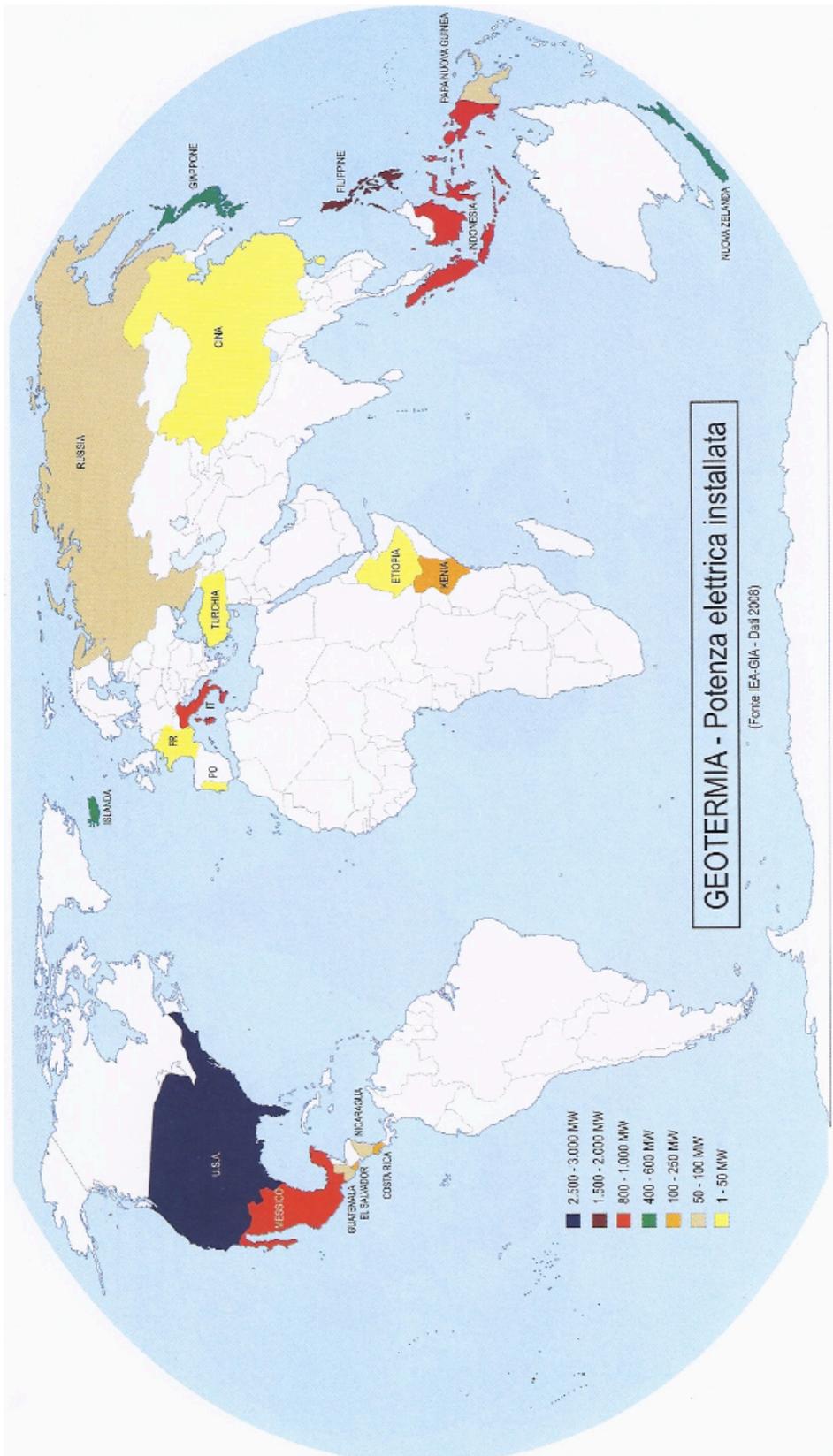
---

<sup>91</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 96.

<sup>92</sup> *Ibidem* p. 95.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



## Eolico

L'eolico è il prodotto della conversione dell'energia cinetica del vento in altre forme di energia, oggi in energia elettrica in passato in energia meccanica. Al soffiare del vento, il rotore, costituito da pale fissate su di un mozzo, gira e aziona il generatore elettrico.

Nel caso dell'eolico si può parlare, ormai, di una tecnologia matura. I 600-1.000 MW di una centrale a carbone sono ancora lontani ma il salto di scala per il vento è ormai alle porte.

Enel ha recentemente investito in questa tecnologia 100 milioni di dollari. A Snyder, in Texas, ha realizzato una centrale a vento così composta: 21 turbine per 63 MW complessivi capaci di alimentare il fabbisogno elettrico di 12.000 famiglie americane o 36.000 italiane (i nostri consumi sono inferiori). Sempre Enel, con un comunicato del 2 ottobre 2008, ha annunciato "Smoky Hills" il più grande parco eolico (250 MW) mai realizzato dall'azienda italiana e il più grande mai costruito in Kansas.

Le turbine di Snyder si caratterizzano anche per essere state le prime al mondo ad essere alte 105 metri invece dei normali 80. E' un dato rilevante, perchè più si va in alto più il vento risulta essere forte e costante. E anche perchè, più si va in alto più larghe possono essere le eliche, che infatti, a Snyder, hanno un diametro di 90 metri contro i tradizionali 60. Ognuno di quei rotori ha una potenza di 3 MW contro gli 1,5-2 MW dei rotori normali<sup>93</sup>.

La velocità ottimale delle turbine è quella di 50 chilometri l'ora, il punto chiave però per una centrale eolica è che il vento sia costante. Il rischio è che ce ne sia troppo quando non serve e troppo poco quando servirebbe.

Da un punto di vista tecnologico, l'ispirazione delle turbine di oggi viene dagli aerei. Le pale vengono studiate e realizzate sempre più lunghe e a volte flessibili, in modo da poter sopportare venti anche più forti che costringerebbero al fermo le pale normali. Nel giro degli ultimi 20 anni le turbine sono diventate più grosse e potenti. In California verrà sperimentata una turbina da 10 MW mentre l'Unione Europea sta finanziando una ricerca

---

<sup>93</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 110.

per rotor di diametro di 130 metri<sup>94</sup>. Stanno per arrivare materiali più leggeri come la fibra di carbonio. In Olanda, viene studiata la possibilità di pale intelligenti, con sensori che controllano, come sugli aerei, una sorta di alettoni lungo il bordo dell'elica, da estendere quando il vento è debole per aumentare la resa, da ritirare quando il vento è invece troppo forte<sup>95</sup>.

Esiste, comunque, anche un vasto e solido mercato per il mini eolico. Ovvero generatori di piccola taglia, fra 5 e 100 kW, richiesti per l'alimentazione di utenze non servite dalla rete oppure per la connessione a reti in bassa o media tensione in siti ventosi a bassa domanda energetica.

Secondo le statistiche dell'EWEA, *European Wind Energy Association*, riportate dall'ENEA nella pubblicazione "Le fonti rinnovabili" del 2010, la potenza eolica mondiale a fine 2008 era di 120 GW di cui 65,9 GW in Europa. Nel vecchio continente è cresciuta del 15% rispetto al 2007, soddisfacendo il 4,2% della domanda europea di elettricità. L'aumento a livello mondiale è stato invece del 30% rispetto al 2007 e la potenza raddoppierà entro il 2012 rappresentando il 3% della produzione di elettricità nel mondo. Al primo posto, secondo i dati del 2008, si trovano gli Usa seguiti da Germania e Spagna. L'Italia è invece in sesta posizione con 4 GW di potenza installata. L'EWEA prevede per il 2030 il traguardo dei 300 GW, che se fosse realmente raggiunto, rappresenterebbe il 22% del fabbisogno UE di energia elettrica al 2030, rispetto al 4,2% attuale. Studi recenti del Cesi valutano in 34,5 GW il potenziale eolico italiano che corrisponde al 20% dell'energia elettrica consumata in Italia occupando lo 0,4% del territorio nazionale.

Il problema, però, è che il vento c'è e non c'è. L'efficienza di conversione delle turbine eoliche è alta, fra il 40 e il 50 %, ma quando il vento non c'è questo dato non può essere sfruttato e non si produce chilowatt. L'EWEA riconosce che le turbine stanno ferme fra il 15 e il 30% del tempo. La soluzione più ovvia a questa intermittenza è cercare il vento dove è più forte

---

<sup>94</sup> Più lunghe sono le pale più energia si produce. Però, più aumentano le dimensioni più il prezzo della turbina aumenta più rapidamente dell'energia che produce. In sostanza si tratta di individuare la dimensione ottimale, quella con la massima produzione al minimo prezzo.

<sup>95</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 112.

e costante. La risposta è in mare, nell'eolico *off shore*. Qui il *capacity factor*, cioè il rapporto tra l'energia prodotta da una singola macchina in un determinato luogo e periodo di tempo e l'energia che sarebbe stata prodotta dalla stessa unità se avesse operato alla potenza nominale nello stesso luogo e periodo di tempo, è di 0,4 contro lo 0,3 degli impianti a terra (*on shore*)<sup>96</sup>.

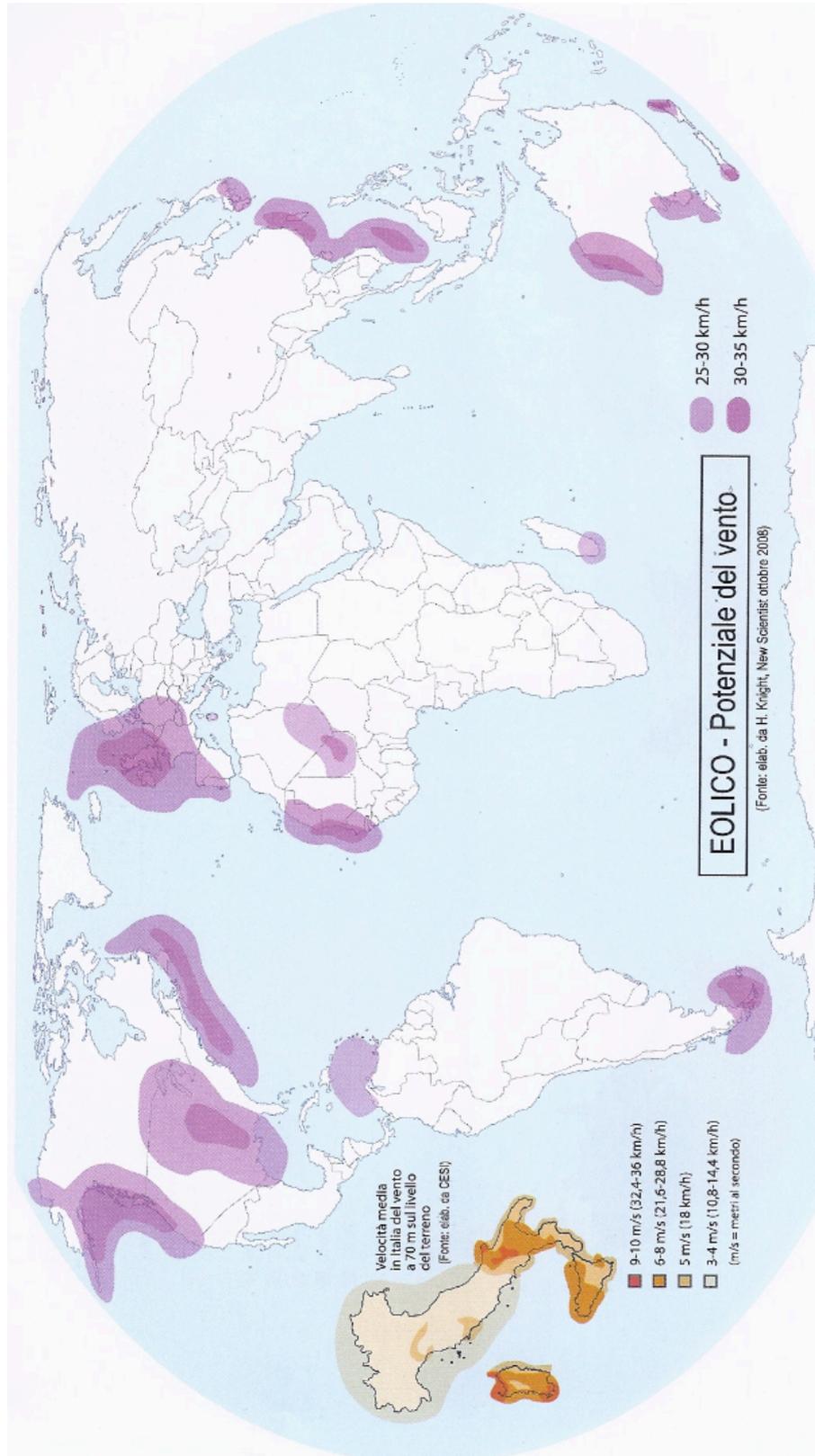
Gran parte dei progetti in studio guarda proprio in questa direzione. La potenza globale installata in mare in Europa è ancora modesta, circa il 2% dell'intero eolico, e ciò è in larga misura legato ai costi superiori rispetto a quelli tipici riscontrabili in ambiente terrestre. A fine 2008 la potenza installata nel mondo era di 1,4 GW, ovvero l'1,1% dell'eolico totale.

I costi di realizzazione degli impianti sono fortemente sbilanciati sui costi dei macchinari: gli aerogeneratori coprono mediamente il 75% degli investimenti, mentre sul restante 25% incidono fondazioni, infrastrutture elettriche e logistiche, installazioni e collaudi.

I costi dell'energia, secondo i dati dell'ENEA, variano fra i 5 e i 6 centesimi di euro per chilowattora su terra ferma nel 2018 e 4-5 centesimi per il 2030, con un funzionamento di 1.700-1.900 ore annue. In mare i costi aumentano, passando dai 13 centesimi attuali per chilowattora rilevati dall'ENEA, o ai 23 secondo i dati EIA, per raggiungere nel 2030 i 5,7-6,4 centesimi di euro per chilowattora con 3.000 ore di funzionamento annue. Per abbattere i costi dell'*off shore*, in cui la turbina viene fissata sul fondale con profondità stabilite fra i 20 e i 40 metri, si stanno studiando turbine con piattaforme galleggianti che permetterebbero di abbassare i costi della singola piattaforma e uscire ulteriormente in mare aperto fino a fondali di 100-150 metri. Il vento, per ora, rimane la storia di maggior successo fra le rinnovabili.

---

<sup>96</sup> ENEA, *Le fonti rinnovabili 2010*.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.





## Idroelettrico

L'energia delle centrali idroelettriche è da classificarsi a tutti gli effetti come energia rinnovabile in quanto l'acqua può essere utilizzata infinite volte senza depauperamento.

Gli impianti idroelettrici sono generalmente suddivisi in: impianti a serbatoio, impianti a bacino, impianti ad acqua fluente e impianti d'accumulazione mediante pompaggio. Il principio è molto semplice: si provvede a sbarrare e ostruire il circolo dell'acqua tramite una diga (le modalità dipendono dalle tipologie sopra elencate), l'acqua viene convogliata in una condotta forzata e da lì viene immessa nelle turbine che ruotano grazie alla spinta di questa. Gli impianti idroelettrici trasformano l'energia potenziale e cinetica dell'acqua, in caduta da una certa altezza, in energia meccanica per mezzo di turbine azionanti generatori elettrici. Il movimento della turbina accoppiato ad un alternatore produrrà energia elettrica.

Gli impianti idroelettrici sono caratterizzati da affidabilità e flessibilità di funzionamento, in virtù dei tempi di avviamento e arresto limitati a pochi minuti, dando quindi la possibilità di coprire facilmente gli improvvisi picchi di richiesta che si possono verificare. Al contrario di centrali termoelettriche elettriche e nucleari che hanno tempi più lunghi per il riscaldamento dell'acqua.

Nei Paesi industrializzati, secondo i dati del WEC, *World Energy Council*, riportati dall'ENEA, il potenziale idroelettrico non ancora sfruttato potrà fornire nei prossimi decenni contributi marginali. Nel caso specifico dell'Europa si ritiene che sia già stato sviluppato oltre il 75% del potenziale. Il balzo in avanti potrebbe essere fatto, però, con il contributo dei paesi non industrializzati, incrementando di 5 volte la produzione attuale di energia idroelettrica che ad oggi rappresenta il 16% dell'energia elettrica prodotta nel mondo<sup>97</sup>. La stima di questo potenziale incremento, aumenterebbe anche la percentuale sopra citata. La potenza globale installata è di 860 GW con la Cina al primo posto con 118 GW. A livello nazionale, al 31 dicembre 2008, secondo GSE,

---

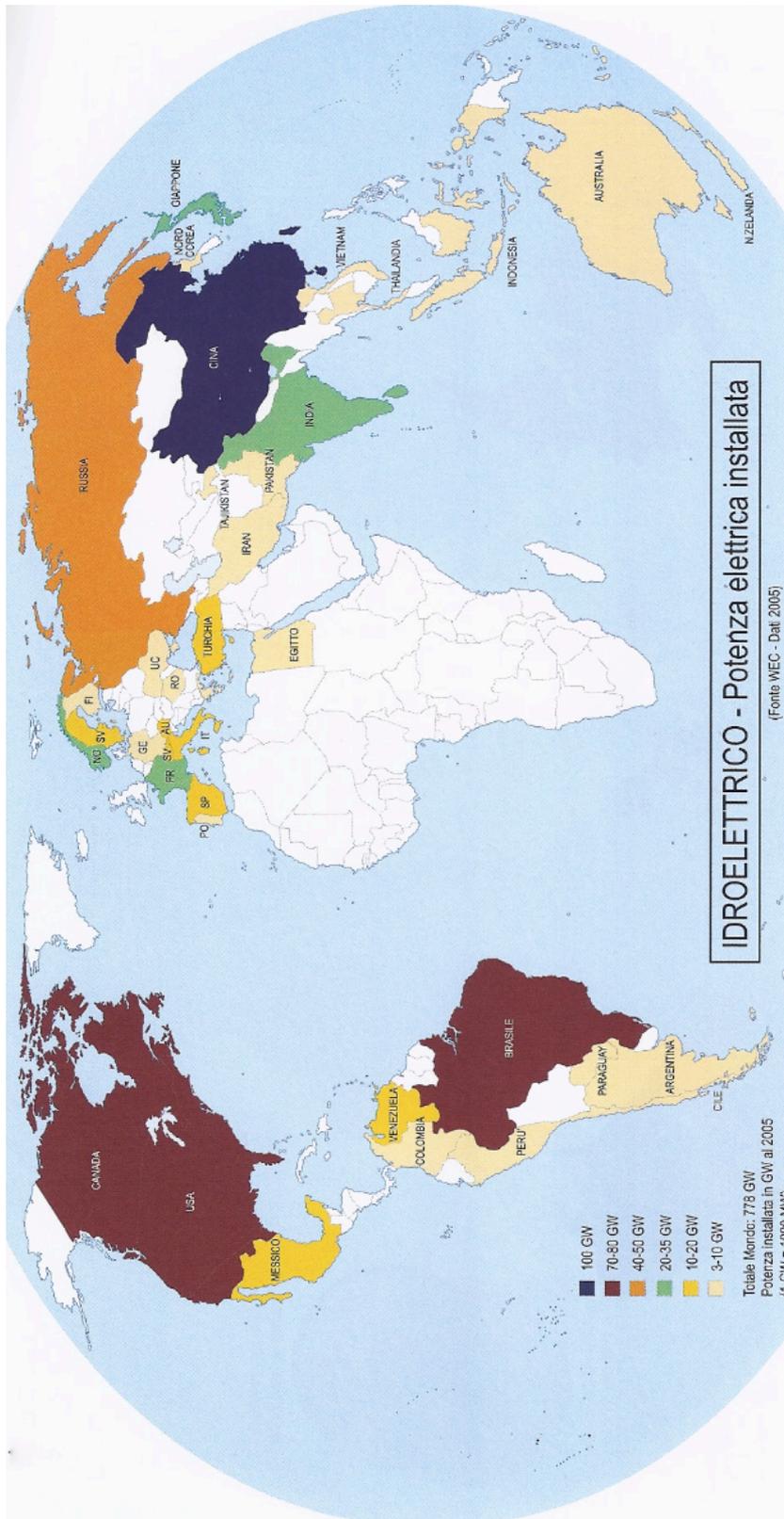
<sup>97</sup> Iea, Electricity Statistic 2008.

abbiamo un parco idroelettrico di 17.623 MW. I dati di Terna, del marzo 2011, sull'energia elettrica in Italia, dicono che il complesso delle centrali ha prodotto 50,6 GWh ovvero il 15% della produzione elettrica nazionale.

Una barriera allo sviluppo di questa tecnologia è rappresentato dall'impatto ambientale e dal rapporto con gli ecosistemi. In primo piano c'è il problema della variazione quantitativa e qualitativa dell'acqua lungo il corso dell'asta fluviale prescelta. Le dighe bloccano infatti il trasporto solido dei fiumi, modificano il paesaggio, distruggono habitat naturali (flora e fauna).

Nonostante questo, secondo uno studio del Cesi, in Italia sarebbero ancora installabili circa 3.000 MW per una produzione complessiva di 19.800 MW di potenza installata.

Il costo di produzione è compreso fra i 4,5 e i 10 centesimi di euro per chilowattora. Per il mini idroelettrico il limite superiore viene innalzato fino a 20 centesimi di euro per chilowattora. La vita degli impianti è circa di 50 anni.



Fonte: Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non, M. Ricci, ed. Muzzio 2010.



## Onde, correnti, maree...

Ogni cosa che si muove produce energia, e niente sulla Terra si muove più dell'acqua. I fiumi, per esempio, ci hanno dato la risorsa delle centrali idroelettriche. Il grosso dell'acqua è però in mare e il suo movimento è anche più potente di quello dei fiumi. Oceani e mari si muovono tutti, due volte al giorno, in maniera prevedibile, grazie all'attrazione gravitazionale.

Il sistema delle maree, come quello tradizionale dell'idroelettrico, prevede l'utilizzo di una diga per lo sbarramento di una baia o di un estuario di un fiume. La diga viene chiusa al picco dell'alta marea. Quando arriva la bassa marea il dislivello tra i due lati della diga raggiunge altezze fra i 10 e i 20 metri, l'acqua viene fatta defluire attraverso delle condotte in delle turbine generando elettricità.

Secondo una stima del *World Energy Council* le maree di tutto il mondo potrebbero produrre complessivamente mille TWh l'anno, il 5% dell'elettricità mondiale. L'elettricità dalle maree nacque quarant'anni fa in Francia con la diga sull'estuario della Rance (Bretagna). L'impianto è da 70 MW, modesto quindi. Negli ultimi anni sono partiti progetti di notevoli dimensioni, in Corea sta per entrare in funzione una centrale da 254 MW. Altri paesi come Russia e Inghilterra stanno progettando centrali dagli 8.000 ai 15.000 MW (quasi tre volte la centrale a carbone di Civitavecchia)<sup>98</sup>.

Queste enormi dighe pongono però problemi ambientali, dato che la modifica dei flussi delle maree può compromettere la vita normale della fauna e della flora nel mare e sulle coste. In più, l'altro problema è l'imponenza degli impianti e il costo ad essi associato. Infatti nonostante il costo operativo molto basso, 2 centesimi per chilowattora quello della centrale in Francia<sup>99</sup>, l'investimento per costruire l'impianto è massiccio e si aggira e supera, a seconda delle dimensioni, quello delle centrali nucleari.

Un'altra possibilità è quella di sfruttare le correnti marine. In sostanza si tratta di copiare quello che fa l'eolico lasciando che il flusso muova le turbine. Il

---

<sup>98</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 123.

<sup>99</sup> *Ibidem* p.123.

vantaggio sott'acqua è che le correnti sono più costanti e affidabili del vento. Viene richiesta per un corretto funzionamento una velocità di almeno 5-6 nodi l'ora.

E' una delle fonte più interessanti e inesplorate delle energie rinnovabili. In Europa la disponibilità di questo tipo di energia è di 75 GW, in Italia le forti correnti marine che attraversano lo stretto di Messina hanno una potenzialità di 15 GW. Centrali sono presenti in Norvegia, Irlanda e Stati Uniti. Anche se la tecnologia è copiata dall'eolico, utilizzare le turbine sott'acqua è molto più costoso: quattro volte il costo medio di un impianto eolico<sup>100</sup>.

Oppure ricavare energia dalle onde, i progetti e gli esperimenti in questo campo sono moltissimi. In Portogallo è in funzione un impianto da 2,25 MW, ma l'obiettivo è passare gradualmente a 20 e poi a 500 MW. Tecnicamente è composto da tre enormi cilindri galleggianti, collegati da giunti snodati. Il movimento delle onde spinge i cilindri ad azionare dei pistoni idraulici che, a loro volta, fanno girare turbine. Nei prossimi trent'anni il Portogallo potrebbe investire 5 miliardi di euro per installare 5.000 MW. Accanto a questa tecnologia, si sta sviluppando l'idea della colonna oscillante d'acqua: qui il cilindro è ancorato sul fondo, il pistone interno è collegato ad una boa. Ogni volta che le onde alzano e abbassano la boa, il pistone si muove in su e giù, spingendo l'acqua attraverso la solita turbina. Oppure ancora sfruttare il riflusso delle onde che tornano indietro dopo essere arrivate alla costa canalizzandole nelle turbine. Sfruttare l'energia delle onde è però costoso. Il primo motivo è che ogni impianto deve essere adattato alle caratteristiche locali delle onde. Il secondo è che gli impianti devono essere costruiti in modo da resistere anche alle situazioni più estreme come le tempeste.

Altri progetti ancora stanno nascendo per sfruttare il potere del sale marino e la differenza fra acqua salata e acqua dolce. Il processo è l'osmosi, per cui l'acqua passa naturalmente da una soluzione a bassa concentrazione ad una ad alta concentrazione, attraverso una membrana semipermeabile. Questo porterebbe l'acqua dolce nel compartimento dell'acqua salata aumentandone la pressione. Quest'acqua ad alta pressione può essere

---

<sup>100</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 124.

convogliata attraverso una turbina, creando elettricità. I problemi legati a questa tecnologia sono la membrana (che deve essere sottile e resistente) e minimizzare l'energia per pompare l'acqua all'interno dell'impianto. Il progetto della compagnia elettrica norvegese Starkraft, una volta sviluppato, potrebbe potenzialmente fornire il 10% dell'energia elettrica della Norvegia<sup>101</sup>.

---

<sup>101</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p.129.



## Capitolo 5

### Introduzione alle biomasse

Si definisce biomassa una grande varietà di materiali organici: legno e suoi derivati, residui di lavorazione agricola e forestale, residui dell'industria agroalimentare, coltivazioni agricole destinate a produrre energia (mais, girasole, colza, barbabietole, ecc.), componente organica dei rifiuti, liquami zootecnici, etc.

Quindi per biomasse intendiamo un insieme assai vario di materiali di origine naturale che possono essere impiegati per produrre energia termica o elettrica.

La brevità del periodo di ripristino fa sì che le biomasse rientrino tra le fonti energetiche rinnovabili, in quanto il tempo di sfruttamento della sostanza è paragonabile a quello di rigenerazione.

L'uso delle biomasse per scopi energetici può essere considerato neutro rispetto al problema dell'aumento della CO<sub>2</sub> in atmosfera. Quando si bruciano l'ossigeno presente nell'atmosfera si combina con il carbonio delle piante e produce anidride carbonica, tuttavia la stessa quantità di anidride carbonica viene assorbita dall'atmosfera durante la crescita delle biomasse. Il processo è ciclico e la CO<sub>2</sub> emessa con la combustione e quella rimossa con la fotosintesi si equivalgono.

Quindi, l'uso di biomasse ai fini energetici non apporta un contributo alle emissioni di anidride carbonica, escludendo però le emissioni legate ai processi di raccolta e trasporto.

Le biomasse, in funzione anche dei prodotti ottenibili, sono così classificabili.

### *Legno e residui legnosi*

Si fa riferimento a legno, residui legnosi, residui vegetali (derivanti da lavorazioni di attività agricole e industriali). Rappresenta la più antica biomassa per la produzione di energia ed è la principale fonte di approvvigionamento energetico dei paesi più poveri dove viene utilizzata ad esempio per cucinare e per il riscaldamento.

Nei paesi più sviluppati il legno, i cippati di legno, i residui di lavorazione del legno sono spesso usati in impianti cogenerativi, capaci cioè di produrre energia elettrica e acqua calda<sup>102</sup>.

In particolare la legna e tutti i suoi derivati (cippato, pellet ecc.), i sottoprodotti colturali di tipo ligno-cellulosico (paglia di cereali, residui di potatura della vite e dei fruttiferi, ecc.) e gli scarti di lavorazione (lolla, pula, gusci, noccioli, ecc.) sono utilizzati per la produzione di energia tramite opportuni processi termochimici<sup>103</sup> quali combustione diretta<sup>104</sup>, carbonizzazione<sup>105</sup>, pirolisi<sup>106</sup> e gassificazione<sup>107</sup>.

---

<sup>102</sup> Generalmente i sistemi cogenerativi sono formati da un motore primario, un generatore, un sistema di recupero termico ed interconnessioni elettriche. Il motore primario è un qualunque motore utilizzato per convertire il combustibile in energia meccanica, il generatore la converte in energia elettrica, mentre il sistema di recupero termico raccoglie e utilizza il calore contenuto nei gas di scarico del motore primario, che altrimenti andrebbe perduto, per la produzione di acqua calda per le utenze.

<sup>103</sup> I processi di conversione termochimica sono basati sull'azione del calore che permette le reazioni chimiche necessarie a trasformare la materia in energia.

<sup>104</sup> Combustione diretta: è una reazione chimica di ossidazione di un combustibile con un comburente che avviene con alta velocità e forte sviluppo di energia termica. Dal punto di vista termodinamico è un processo di conversione dell'energia chimica del combustibile in calore.

<sup>105</sup> Carbonizzazione: processo di alterazione termochimica delle biomasse mirato a conferirle migliori caratteristiche attraverso la trasformazione delle molecole strutturate dei prodotti legnosi e cellulosici in carbone. Si ottiene mediante somministrazione di calore in presenza di poco ossigeno eliminando acqua e sostanze volatili dalla materia vegetale.

<sup>106</sup> Pirolisi: processo di decomposizione termica in assenza di ossigeno, o con ridottissima presenza, a temperature elevate (400-800 °C). I prodotti ottenuti sono solidi, liquidi e gassosi in proporzioni che dipendono dai metodi utilizzati. Il problema della pirolisi per biomasse riguarda la qualità dei prodotti così ottenuti, che non ha ancora raggiunto un livello sufficientemente adeguato rispetto alle applicazioni (turbine a gas o motori diesel).

<sup>107</sup> Gassificazione: il processo consiste nella trasformazione in combustibile gassoso della biomassa attraverso una decomposizione termica (ossidazione parziale) ad alta temperatura (900-1.000°C). Il prodotto finale è un gas che posso utilizzare come combustibile per la produzione di calore o energia elettrica (turbine a gas).

### *Biocombustibili*

Con biocombustibile si intende un carburante liquido, utilizzato nei trasporti, ottenuto da biomasse.

Il biodiesel è prodotto attraverso processi biochimici<sup>108</sup> in cui un olio vegetale è fatto reagire in eccesso di alcool metilico o etilico: la reazione è detta transesterificazione. Gli oli vegetali sono ottenibili da piante oleaginose di diversa natura e provenienza: girasole, soia e colza. Viene utilizzato in sostituzione e in miscela con il gasolio di origine fossile sia per il riscaldamento sia per alimentare motori a combustione interna diesel.

Il bioetanolo è un alcool (etilico) che si ottiene mediante un processo biochimico, la fermentazione alcolica, di diversi prodotti agricoli ricchi di carboidrati e zuccheri (canna da zucchero, mais, frumento, orzo, barbabietole, vinacce, ecc.). Il bioetanolo viene utilizzato per sostituire in parte, o in toto, la benzina nei mezzi di trasporto.

### *Biogas*

“Il biogas è una miscela gassosa composta prevalentemente da metano e anidride carbonica in rapporti che oscillano dal 50:50 al 80:20. All'interno di questa miscela sono presenti in quantità minori anche altri gas quali l'idrogeno solforato, l'ammoniaca, l'idrogeno, l'ossido di carbonio”<sup>109</sup>.

Il biogas deriva da un processo biologico di degradazione della sostanza organica in condizioni di anaerobiosi, ossia in assenza di ossigeno, ed il processo viene chiamato digestione anaerobica.

I campi di utilizzo di questo processo biochimico per ricavare biogas sono tre:

- trattamento depurativo delle acque reflue, in particolare di quelle ad alto carico organico tipicamente di origine industriale o agroindustriale.
- rifiuti organici in discarica.
- reflui zootecnici (letame).

---

<sup>108</sup> I processi di conversione biochimica permettono di ricavare energia per reazione chimica dovuta al contributo di enzimi, funghi e micro-organismi, che si formano nella biomassa sotto particolari condizioni.

<sup>109</sup> [http://www.enea.it/produzione\\_scientifica/pdf\\_volumi/V2010\\_07-FontiRinnovabili.pdf](http://www.enea.it/produzione_scientifica/pdf_volumi/V2010_07-FontiRinnovabili.pdf)

Il metano così ottenuto è utilizzato per produrre calore o energia elettrica.

Secondo uno studio del *World Energy Council* il potenziale tecnico delle biomasse è di 23.000 TWh l'anno, più di tutta l'elettricità che produciamo oggi, 19.000 TWh l'anno. Quello che effettivamente utilizziamo è però un centesimo di questo potenziale tecnico disponibile, solo 239 TWh l'anno.

Mentre in Italia il consumo elettrico è di 400 TWh l'anno con un apporto delle biomasse pari al 2,5%, ovvero circa 10 TWh l'anno. Nei paesi industrializzati, le biomasse producono mediamente l'1-2% dell'elettricità nazionale. Il problema è che le biomasse di fatto non contengono molta energia, gli alberi generalmente arrivano ad un quarto di energia che può sprigionare un uguale volume di carbone<sup>110</sup>.

I costi della produzione di energia elettrica da biomasse variano fra i 15 e i 25 centesimi di euro per kilowattora, ancora un pò distanti dai combustibili fossili, che però ricordiamo hanno goduto di un secolo di studi, progresso tecnologico ed aumento di esperienza<sup>111</sup>.

Fino alla fine del diciannovesimo secolo le biomasse erano il combustibile predominante ed attualmente mantengono soltanto una piccola quota, 4%, come fonte di energia primaria globale.

In riferimento ai biogas, secondo gli obiettivi dell'Ue, riportati dall'ENEA, questi avrebbero dovuto contribuire alla produzione di energia nel 2010 per un valore di 15 Mtep. In realtà sono stati raggiunti soltanto 7,8 Mtep. Al primo posto per i biogas troviamo la Germania, seguita da Inghilterra e Italia.

Per quanto riguarda biodiesel ed etanolo, In Brasile, buona parte del parco macchine funziona con questi 2 biocombustibili, utilizzati allo stato puro oppure in opportune miscele rispettivamente con gasolio e benzina. Biodiesel al posto del gasolio, etanolo al posto della benzina: sembrava negli anni passati la ricetta miracolo, la risposta alle crisi di petrolio. In realtà non è proprio così, almeno alle tecnologie attuali non se ne potrebbe produrre abbastanza per soddisfare la sete di combustibile dei trasporti mondiali.

---

<sup>110</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 121.

<sup>111</sup> Dati pubblicati dall'associazione dei produttori per l'energia rinnovabile (Aper) in collaborazione con l'Università di Padova, Ottobre 2007.

Questo perchè manca il terreno arabile, terreno disponibile da dedicare interamente a queste coltivazioni.

In Italia per esempio, per sostituire tutto il gasolio utilizzato ci vorrebbero 25 milioni di ettari di terreno coltivati a girasole, in realtà la disponibilità arabile è di 13,5 milioni di ettari<sup>112</sup>.

Uno studio della rivista *Bioscience* ha calcolato che, per produrre sul suolo degli Usa tutto l'etanolo necessario a soddisfare l'intero parco macchine americano, bisognerebbe coltivare a granturco ogni metro quadrato di territorio<sup>113</sup>.

Questi dati dimostrano come, nonostante i vantaggi legati all'uso di biodeisel ed etanolo (abbattimento CO<sub>2</sub>, riduzione emissione sostanze inquinanti, diminuzione della pressione della scarsità di petrolio), non ci siano allo stato attuale le condizioni per la sostituzione definitiva e completa del petrolio nel settore dei trasporti.

Oltre alla mancanza di terreni arabili si deve sommare: il problema dei costi, solo l'etanolo prodotto in Brasile ha un costo inferiore alla benzina, in Usa costa di più; la sottrazione di terreni per agricoltura alimentare; il grande consumo di acqua utilizzata per queste colture; l'aumento dei prezzi dei prodotti agricoli dovuti anche alla corsa dei biocarburanti.

La via è quella dei biocombustibili di seconda generazione, ricavati non dai frutti, ma dai fusti delle piante, dagli scarti vegetali, dall'erba dei terreni incolti. Nessuna concorrenza con l'agricoltura per il cibo ma, semmai, un suo completamento<sup>114</sup>. Seguendo questa strada, è stato dato l'avvio ai lavori dell'impianto IBP, "*Italian Bio Products*", a Vercelli, che a partire dal 2012 produrrà, primo nel mondo, bioetanolo da biomasse ligno-cellulosiche.

A fronte dei problemi suddetti, che la ricerca scientifica sta cercando di risolvere, le biomasse presentano indubbi vantaggi, rispetto ai combustibili fossili, di natura economica, sociale ed ambientale:

---

<sup>112</sup> M. Ricci, *op. cit.*, p. 60

<sup>113</sup> *Ibidem* p. 60.

<sup>114</sup> *Ibidem* p. 62.

- La diversificazione dell'offerta energetica e quindi la riduzione dell'energia importata.
- La valorizzazione economica dei sottoprodotti e dei residui organici, attualmente in gran parte smaltiti in maniera non corretta (es: la combustione nei campi di sostanze e rifiuti vegetali produce molte sostanze inquinanti).
- Il recupero e il risparmio nei costi di depurazione e smaltimento per i residui prodotti da attività agroindustriali e industriali.
- L'apertura del mercato dell'energia agli operatori agricoli e la creazione di opportunità occupazionali.
- La possibilità di contrastare fenomeni di spopolamento delle campagne e degrado di aree marginali.
- La riduzione delle emissioni di sostanze clima alteranti come ad esempio la CO<sub>2</sub>. Non vi è alcun contributo netto all'aumento di anidride carbonica in atmosfera.
- La riduzione delle emissioni in atmosfera dei principali inquinanti di origine fossile (SO<sub>x</sub>, CO, benzene).
- La riforestazione dei terreni marginali.

Come già detto, le biomasse hanno ancora, però, aspetti negativi e barriere allo sviluppo:

- La combustione di biomassa è di per sé caratterizzata da emissioni piuttosto elevate di particolato solido e ossidi di azoto che sono inquinanti.
- Barriere di natura tecnologica che devono essere ancora perfezionate.
- Sottrazione di terreni dedicati all'agricoltura alimentare.
- Il prezzo dei combustibili fossili che rimane ancora sufficientemente basso da rendere ancora poco competitive le biomasse.
- Barriere di natura politica e istituzionale.
- Importare biomasse dall'estero, come fanno molti impianti per la produzione di calore ed energia elettrica, ha un impatto negativo, a causa del trasporto, sull'emissione di anidride carbonica e sull'aumento dei costi di produzione. I costi logistici possono rendere infatti le operazioni antieconomiche. E' necessario quindi che l'impiego di biomasse avvenga il

più possibile vicino al luogo di produzione, in quello che viene definito “distretto agroenergetico”.

Risolvendo le problematiche sopracitate le biomasse sono una strada da percorrere ed assolutamente promettente.

La situazione attuale delle tecnologie ci indica che è possibile, anzi doveroso, potenziare la coltivazione di tali piante.

È inoltre in vigore il decreto del Consiglio Europeo di Bruxelles dell'8-9 marzo 2007 che prevede per tutti gli Stati membri dell'UE, entro il 2020, una quota minima del 10% di biocarburanti rispetto al totale dei consumi di benzina e gasolio per autotrazione.

L'adempimento degli obiettivi e dei vincoli per l'introduzione di biocarburanti nell'autotrazione richiede quantitativi ben superiori a quelli prodotti dall'Italia negli ultimi anni e che dovranno essere ulteriormente amplificati negli anni futuri per soddisfare il previsto aumento di domanda nel settore.

Il bilancio complessivo attuale è quello di un settore di grande interesse, in uno scenario normativo e di mercato in evoluzione in cui occorrerà intraprendere, da subito, programmi specifici per promuovere la produzione e l'utilizzo dei biocarburanti.



## Le alghe

Recenti linee di ricerca, la cui maturità tecnologica è però ipotizzabile solamente in una prospettiva temporale di medio-lungo periodo, hanno attirato l'attenzione del mondo accademico e industriale: la produzione di biocombustibili a partire da microalghe.

Le microalghe sono organismi unicellulari fotosintetici che possono vivere in acque dolci, salmastre o salate. Comprendono una grande varietà di specie adattate a condizioni molto diverse ed hanno una capacità di moltiplicarsi velocemente e di raggiungere densità di biomassa superiori alle piante terrestri.

Le colture algali, in particolare le microalghe, offrono la possibilità di produrre:

- biodiesel, da microalghe ricche di olio, attraverso il processo di transesterificazione.
- bioetanolo, da microalghe ricche di carboidrati, attraverso il processo di fermentazione.
- idrogeno, attraverso fermentazione anaerobica dei carboidrati accumulati tramite la fotosintesi.
- biogas, attraverso la generazione di metano a partire da biomasse microalgali eventualmente miscelate con altri materiali di origine vegetale.

I motivi per i quali le colture algali sono al centro delle ricerche scientifiche e destano grandissimo interesse al punto da essere definite “petrolio verde” sono numerosi e rilevanti.

Quello di partenza è che le microalghe sono organismi vegetali unicellulari acquatici la cui crescita, opportunamente favorita da sali nutritivi, luce e anidride carbonica può essere notevolmente più rapida di quella delle piante terrestri. L'efficienza di conversione dell'energia solare in biomassa delle colture algali, e quindi la produttività per ettaro, è molto maggiore di quella ottenibile con le colture tradizionali. Ad esempio, da un ettaro di girasole o di colza si possono produrre 700-1.000 kg di olio per anno, mentre le colture algali, se realizzate in adeguati impianti a reattori chiusi o “fotobioreattori”,

possono superare, nelle nostre regioni centrali e meridionali, le 20 tonnellate di olio per ettaro all'anno<sup>115</sup>.

In più le colture algali non competono con le colture agro-alimentari per terreni fertili, non richiedono pesticidi e si possono realizzare su acqua di mare o su acque reflue oltre che in acqua dolce.

Ancora, le colture algali consumano grandi quantità di CO<sub>2</sub> (circa due chilogrammi di CO<sub>2</sub> per ogni chilogrammo di biomassa algale prodotta) ed è dimostrato che possono efficientemente prelevarla dai fumi di combustione delle centrali termoelettriche<sup>116</sup>.

Va infine ricordato come le microalghe produttrici di molecole bioattive (le tossine) siano una fonte di antibiotici, antitumorali, antivirali, antiossidanti ed immunostimolanti a cui l'industria farmaceutica e cosmetica guardano con crescente interesse.

La versatilità, sia che si parli di micro che di macroalghe, è il fattore di successo di questa risorsa. Svariate sono le condizioni operative che ne consentono la crescita, innumerevoli sono le specie, ampie sono le caratteristiche, per composizione, della biomassa prodotta.

La biomassa algale è infatti in grado di fornire lipidi, carboidrati, proteine ecc. dai quali è possibile ricavare: metano, etanolo, biodiesel, idrogeno, prodotti agricoli e farmaceutici, biopolimeri, prodotti chimici e mangimi animali.

Per i motivi appena elencati, le microalghe, fra le fonti rinnovabili, costituiscono una delle soluzioni di maggiore potenziale e sostenibilità, anche se, per essere competitive sul mercato dei *biofuels*, richiedono ancora alcuni anni (10-15-20 anni?) di studi e sperimentazione e il verificarsi di una serie di condizioni favorevoli, non solo di carattere tecnico.

---

<sup>115</sup> <http://www.georgofili.it/uploaded/570.pdf>

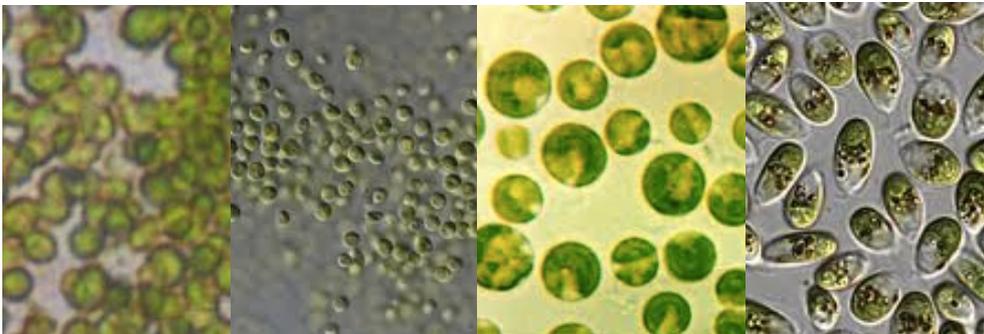
<sup>116</sup> Possiamo far crescere le microalghe con l'anidride carbonica di scarto delle centrali termoelettriche.

## Biologia e classificazione

### *Microalghe*

Le microalghe sono una pianta tallofita primitiva, priva di radici, stelo e foglie, contenenti *clorofilla a* quale pigmento fotosintetico. La loro struttura è sostanzialmente funzionale a tale processo biochimico, senza ulteriori apparati oltre la cella, il che consente loro di adattarsi facilmente in diversi ecosistemi sperimentando un ampio range di salinità, temperatura e pH.

Le microalghe si suddividono fra organismi unicellulari procarioti ed eucarioti. Le celle procarioti (es: *Cyanobacteria*) sono prive di un nucleo, sono delimitate dalla membrana cellulare, non possiedono organuli e hanno una struttura interna molto semplice. Le celle eucarioti, invece, sono dotate di nucleo. Rispetto a quanto detto, i cianobatteri non producono tipicamente interessanti quantità di lipidi e la classe di maggior interesse per l'applicazione su scala industriale è quella degli eucarioti.



Immagini: alcune tipologie microalgali, in ordine *Botryococcus braunii*, *Nannochloropsis*, *Chlorella*, *Dunaliella*.

Nella microalga eucariote la fotosintesi ha luogo nei cloroplasti in due fasi alternate, di luce e di oscurità. La fase luminosa converte l'energia solare in ATP<sup>117</sup> e NADPH<sup>118</sup> (assieme alla scissione dell'acqua cui segue il rilascio di O<sub>2</sub>) poi impiegati nella fase notturna per il fissaggio della CO<sub>2</sub> grazie

<sup>117</sup> ATP: Adenasina trifosfato è una molecola formata da una base azotata, l'adenina, dal ribosio, che è uno zucchero pentoso e da tre gruppi fosfato. Rappresenta la moneta corrente per il metabolismo energetico della cellula.

<sup>118</sup> NADPH: coenzima ossidoriduttivo il cui ruolo è trasferire gli elettroni per far avvenire le ossidoriduzioni.

all'azione catalizzante dell'enzima RuBisCo. Ciò vale, in verità, per le classi di microalghe dotate di metabolismo autotrofo, tuttavia esistono specie di tipo eterotrofo, capaci cioè di crescere anche la notte se i nutrienti organici sono apportati dall'esterno.

Si presentano interessanti, per la produzione di energia, quelle specie caratterizzate da elevate produttività di biomassa e contenuto di lipidi. La produttività viene valutata su base dei grammi prodotti per un metro quadro di area coltivata o su base dei grammi per litro, mentre la velocità di crescita viene valutata, generalmente, sulla base del tempo di raddoppiamento.

Le caratteristiche desiderabili per la coltivazione di microalghe sono:

- Velocità di crescita: permette di ridurre l'area di coltivazione per specie con valore elevato.
- Elevata produttività di biomassa.
- Capacità di crescita in condizioni estreme (contaminazioni e predatori).
- Capacità di crescita in tutte le stagioni e aree geografiche.
- Tolleranza alla CO<sub>2</sub> per sfruttarla nella CCS, *Carbon Capture and Storage*.

Fra le specie di maggior interesse abbiamo<sup>119</sup>:

*Botryococcus braunii*: è una microalga verde con una grande capacità di produzione e di sintesi di idrocarburi (fino all'80% della massa secca), capace di crescere anche in acque salmastre. Presenta, tuttavia, velocità di crescita relativamente ridotte migliorabili tramite somministrazione di CO<sub>2</sub>, il che rende tale specie abbinabile a impianti di produzione di energia per la cattura di anidride carbonica. La natura chimica degli idrocarburi contenuti (terpeni) non permette la transesterificazione per produrre biodiesel mentre permette tecniche per la conversione termochimica<sup>120</sup>. Dimensioni: è una cella ovoidale lunga fra i 6-10 µm e larga fra i 3-5 µm.

*Chlorella*: si tratta di una specie mixotrofica con tempi di raddoppiamento medi di 20 ore, e produttività di 15 grammi su metro quadrato per giorno. I lipidi contenuti, con punte dell'85%, appartengono alla classe dei trigliceridi e

---

<sup>119</sup> <https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/1962/1/Antonio%20Mazzitelli%20-%20Produzione%20di%20Energia%20ed%20Elettricit%C3%A0%20da%20Alghe.pdf>

<sup>120</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/Botryococcus\\_braunii](http://en.wikipedia.org/wiki/Botryococcus_braunii)

sono pertanto adatti alla conversione biochimica. Dimensioni: cella ovoidale con diametro che varia fra i 2 e i 10  $\mu\text{m}$ .

*Chaetoceros muelleri*: ha una velocità di crescita estremamente elevata, fino a 4 raddoppiamenti al giorno. Possiede un contenuto lipidico fino al 57%, con una prevalenza di acidi grassi liberi rispetto a trigliceridi. La sua produttività è di 26 grammi su metro quadrato per giorno. Dimensioni: 4-9  $\mu\text{m}$ .

*Dunaliella*: è una microalga verde coltivabile in un ampio range di salinità e contenente in prevalenza glicerolo. Il contenuto di lipidi, fino al 23%, non è fra i massimi. Sfruttata per la consolidata produzione commerciale di carotenoidi. La sua produttività è di 0,30 grammi su litro per giorno. Tempo medio di raddoppiamento: 11 ore. Dimensioni: cella ovoidale fra i 9-11  $\mu\text{m}$ .

*Nannochloropsis*: è una eustigmatofita con un contenuto di trigliceridi dal 31 al 68%, esaltabile riducendo la concentrazione di azoto nel brodo di coltivazione. Buona per la produzione di biodiesel. Produttività: 25 grammi su metro quadrato per giorno. Tempo medio di raddoppiamento: 26 ore. Dimensioni: diametro di 2  $\mu\text{m}$ .

*Neochloris oleoabundans*: è una specie d'acqua dolce con una produzione di trigliceridi fino all'80% del contenuto di grassi. Ideali per la produzione di biodiesel. Dimensioni: diametro 6-25  $\mu\text{m}$ .

I fattori che condizionano la crescita delle microalghie sono:

- Approvvigionamento di energia luminosa. La quantità di biomassa che può essere prodotta cresce con l'intensità della luce fino ad un punto, detto di saturazione, oltre il quale la crescita crolla.

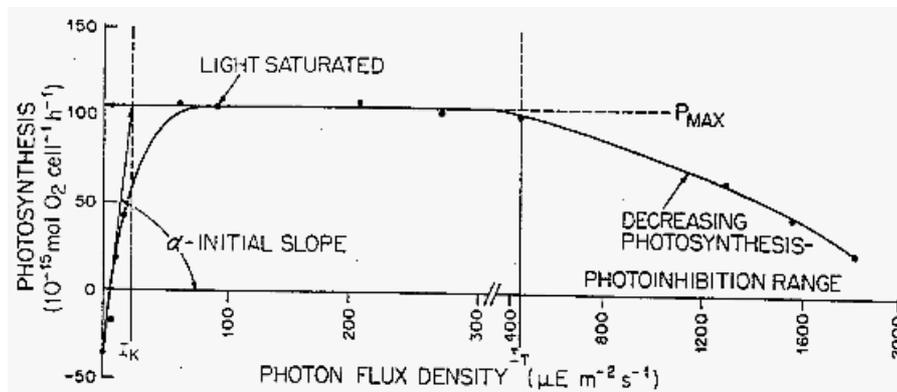


Grafico: relazione fra intensità luminosa e fotosintesi nella crescita delle microalghie. Fonte: R. Benemann et al., 1996.

- Apporto di fonti di carbonio, fosforo, azoto; quindi potassio, magnesio, ferro e manganese in tracce (le alghe eterotrofe richiedono fonti esterne di carbonio, quali ad esempio il glucosio).
- Mantenimento di pH compreso fra valori di 7 e 9. La presenza di un ambiente basico inibisce la crescita delle microalghe.
- Miscelazione: una leggera turbolenza riesce a mantenere le microalghe in sospensione, migliorando l'efficienza di utilizzazione della luce, lo scambio dei gas e la distribuzione dei nutrienti.
- Rimozione di ossigeno per concentrazioni superiori a 7,5 milligrammi su litro ovvero 7,5 grammi per metro cubo di acqua.
- Mantenimento di temperature di 20-30 °C.
- Mantenimento di un ambiente di crescita funzionale alla specie.

In più, dobbiamo ricordare che una condizione di scarso approvvigionamento di azoto fra i nutrienti induce una superiore produzione di lipidi, a discapito però della produzione di biomassa.

### *Macroalghe*

Le macroalghe, dette anche alghe marine, sono piante multicellulari che crescono velocemente fino a lunghezze pari a 60 metri. Sono classificabili entro tre ampi gruppi sulla base dei pigmenti contenuti: alghe marroni, alghe rosse, alghe verdi. Le alghe verdi si trovano più vicine alla superficie dell'acqua, assorbono la luce rosso-arancio che ha lunghezze d'onda maggiori e che viene arrestata per prima. A profondità maggiori si trovano le alghe brune che assorbono i raggi blu-verdi (più penetranti). Ancora più in basso è l'habitat delle alghe rosse che assorbono la tenue luce blu, in grado di penetrare ancora più in profondità.

Tali alghe sono finora state impiegate per la produzione di nutrienti (di destinazione umana e animale), ed idrocolloidi quali la carragenina e gli alginati. Si utilizzano quindi nella cucina vegana e macrobiotica e in erboristeria. La produzione è stata di 16 Mton nel 2007 (di cui 10 Mton in Cina), la specie *Laminaria Japonica* è la più coltivata con 4.2 Mton prodotte.

## Sistemi di coltivazione

La coltivazione su larga scala di microalghe è iniziata negli anni '80, con esperienze riguardanti il cianobatterio *Spirulina*, microalghe marine che costituiscono la base alimentare per molluschi filtratori e larve di specie ittiche da acquacoltura. I maggiori impianti produttivi si trovano attualmente nella fascia tropicale, nella California meridionale, in Cina, Taiwan, India, Cuba e Hawaii, in quanto favoriti dalle temperature medie elevate che consentono produzioni lungo tutto il corso dell'anno. I sistemi di coltivazione sono sostanzialmente due: quelli in ambiente aperto e quelli in ambiente chiuso.

### *Bacini all'aperto*

Rappresenta il sistema colturale più diffuso, avviene nei cosiddetti *raceway ponds* (vivai circolari all'aperto). Si tratta di canali circolari con bassa profondità e con circolazione di acqua assicurata da agitatori a pale ad energia elettrica.



Immagine: sistema di coltivazione all'aperto *raceway ponds*.

Le potenze necessarie<sup>121</sup> alla movimentazione sono stimabili in 6 kW per vivai di 1.000 metri quadri, anche se un' opportuna combinazione di pompe e pendenze delle vasche possono ridurre tale richiesta a 2 kW. La profondità è contenuta, tipicamente 0,3 m, per limitare l'anaerobiosi con perdita di biomassa. Si possono costruire vasche in cemento oppure in plastica. Gli angoli smussati e le forme rotondeggianti impediscono addensamenti di cellule e impartiscono moto rotatorio.

Secondo gli studi effettuati queste vasche ad alta velocità riescono a produrre nei periodi di bel tempo fino a 60 g/m<sup>2</sup>/day di biomassa algale secca mentre nei giorni di pioggia circa 10 g/m<sup>2</sup>/day. In particolare, a Singapore i bacini all'aperto producono in media 23 g/m<sup>2</sup>/day<sup>122</sup>. Quindi, basandoci sul valore medio, un vivaio di 1.000 metri quadri produce 23 chilogrammi di biomassa algale secca per giorno, ovvero quasi 9 tonnellate all'anno (ton/yr).

La costruzione della struttura dell'allevamento richiede grande cura per realizzare condizioni ottimali per i fattori di crescita quali disponibilità di nutrienti, profondità e concentrazione della coltura, turbolenza del mezzo, filtrazione e sterilizzazione dell'acqua.

I parametri non controllabili negli *open ponds* sono invece temperatura e luminosità che dipenderanno dalla stagione, da eventi climatici e dalla localizzazione geografica.

Gli svantaggi delle colture algali in bacini aperti sono rappresentati da evaporazione dell'acqua soprattutto in caso di elevate temperature, perdite di CO<sub>2</sub>, rischi di inquinamento da altre specie algali indesiderate (che in presenza di condizioni favorevoli possono sostituire la coltura iniziale) o da insetti e parassiti acquatici.

Tuttavia i sistemi all'aperto possono raggiungere, rispetto a quelli al chiuso, dimensioni maggiori ed hanno costi di costruzione e di esercizio nettamente inferiori.

---

<sup>121</sup> W. Becker, *Microalgae: biotechnology and microbiology*, Cambridge University, 1994.

<sup>122</sup> S. Sim, A. Goh, E. W. Becker, *Comparison of Centrifugation, Dissolved Air Flotation and Drum Filtration Techniques for Harvesting Sewage-grown Algae*, Elsevier Applied Science Publishers, 1988.

### *Fotobioreattori*

I fotobioreattori sono sistemi colturali ottimali per la crescita di microrganismi fotosintetici. La funzione basilare è quella di garantire un processo controllato nel quale è possibile produrre biomasse microbiche e/o metaboliti.

Il criterio principale con cui viene creato e realizzato un fotobioreattore è quello di permettere alla biomassa la migliore efficienza nella conversione dell'energia luminosa, cercando di garantire una equilibrata e costante quantità di luce.

Consistono essenzialmente di un set di tubi di plastica o vetro dal diametro contenuto (0,1–0,2 m) per limitare le zone oscure al suo interno. Le configurazioni dei collettori solari sono differenti tra loro e possono essere: verticale, orizzontale ed inclinata. Questi sistemi possono essere sistemati sia in ambiente interno, sia in ambiente esterno (con orientamento Nord Sud) e necessitano di tecnologie avanzate, soprattutto per il controllo di tutti i parametri di processo (pH, temperatura, mass transfer, concentrazione cellulare, rifornimento di nutrienti e idrodinamica).



Immagini di fotobioreattori, in sequenza: design ad albero, sistema tubolare (interno), sistema tubolare (esterno)

Per quanto riguarda gli aspetti tecnici, la biomassa è movimentata da pompe meccaniche o da *airlift pumps*, pompe ad aria compressa. Si rende necessario un sistema automatico per la pulitura periodica dei tubi, un sistema per l'immissione di CO<sub>2</sub> e un sistema per la rimozione dell'ossigeno generato dalla fotosintesi (10 grammi su metro cubo per minuto nei picchi di irradiazione) che potrebbe compromettere la produttività della biomassa algale. Il sistema per asportare ossigeno consiste in un degassificatore; si ritiene ragionevole realizzare un percorso e delle tubazioni lunghe al massimo 80 metri prima che il brodo di coltura torni alla zona di rimozione di O<sub>2</sub><sup>123</sup>.

I fotobioreattori presentano un grado di complessità decisamente maggiore rispetto ai sistemi aperti ma consentono uno stretto controllo dei parametri chimico-fisici e biologici della coltura e una migliore resa produttiva<sup>124</sup>.

Le maggiori criticità sono da imputare a eventuali incrementi di temperatura che richiedono sistemi di raffreddamento e al rischio di accumulo dell'ossigeno, come sopra enunciato, prodotto per fotosintesi, che richiede sistemi di eliminazione di questo gas. Questi problemi, uniti all'elevato costo di mantenimento, limitano le dimensioni dei fotobioreattori e l'utilizzo di questi sistemi per colture massive di elevata purezza.

Per quanto riguarda proprio le dimensioni, i sistemi di coltivazione costituiti da fotobioreattori vanno dalle centinaia di metri quadrati fino a poche migliaia (7-8.000 metri quadri) risultando quindi più piccole di oltre due ordini di grandezza rispetto alle dimensioni massime delle vasche all'aperto, nell'ordine di grandezza degli ettari (1 ettaro = 10.000 metri quadri).

---

<sup>123</sup> A. Concas, G. Cao, *Sequestro di CO<sub>2</sub> e produzione di biopetrolio mediante microalghe: la sfida sui processi*, p. 7.

<sup>124</sup> Nel confronto fra fotobioreattori e vasche all'aperto ad alta velocità (vedi pag. seguente), si evidenzia che al mantenimento delle medesime condizioni di funzionamento le produttività fra i 2 sistemi sono simili.

Confronto fra la tecnologia dei *raceway ponds* e dei fotobioreattori<sup>125</sup>

Caratteristiche	Raceway Ponds	Fotobioreattori
Spazio occupato	Alto	Basso
Perdita di acqua	Molto alta	Bassa
Contaminazione	Possibile	Improbabile
Densità della popolazione	Contenuta	Concentrata*
Perdita di CO <sub>2</sub>	Alta	Bassa
Concentrazione ossigeno	Bassa	Alta
Flessibilità di produzione	Bassa	Alta**
Produttività	Medio alta	Alta
Temperatura	Variabile	Alta***
Dipendenza cond. atmosf.	Alta	Bassa
Costi operativi	Bassi	Molto alti****
Costi raccolta	Alti	Alti

\* Può essere fino a 30 volte superiore quella nei fotobioreattori, generalmente i valori sono di 0,1-0,5 g/L per i *raceway ponds* contro i 2-8 g/L per i fotobioreattori.

\*\* Nel fotobioreattore abbiamo la possibilità di cambiare i parametri chimicofisici mentre nel *raceway pond* c'è maggior difficoltà e il numero di specie è limitato.

\*\*\* La temperatura è funzione della profondità delle vasche nei bacini all'aperto, mentre nel fotobioreattore dipende dal sistema di raffreddamento.

\*\*\*\* Nei *raceway ponds* riguardano soprattutto l'immissione di CO<sub>2</sub> e il consumo di energia elettrica, nei fotobioreattori dipendono dall'immissione di CO<sub>2</sub>, controllo del pH, rimozione dell'ossigeno, pulizia e soprattutto controllo temperatura.

Non sono molti gli studi che hanno messo a confronto le performance di bacini all'aperto e fotobioreattori. Recentemente, una sperimentazione di questo tipo è stata condotta nel centro ricerche di Monterotondo (Roma) di EniTecnologie con fotobioreattori tubulari che operavano all'esterno a fianco di vasche aperte. Nel complesso, entrambi i sistemi hanno mostrato produttività simili (vedi grafico a pag. seguente). Infatti, non esistono ragioni

<sup>125</sup> V. Spada, *Lo sviluppo della produzione di biodiesel da microalghe*, Dip. Seameg Università degli Studi di Foggia Economia, 2009.



Immagine raffigurante l'esperimento Eni a Monterotondo. In particolare possiamo notare, all'estrema sinistra un fotobioreattore. Scorrendo verso destra due piccoli *raceway ponds*.

Fonte R. Benemann, *Overview: Algae Oil to Biofuels*, 2008.

teoriche o pratiche convincenti per cui vasche aperte e fotobioreattori chiusi non debbano avere le stesse produttività se fatti funzionare nelle stesse condizioni. Entrambi riescono a produrre un massimo teorico di 200 ton/ha/yr di biomassa algale secca<sup>126</sup> a seconda della specie coltivata.

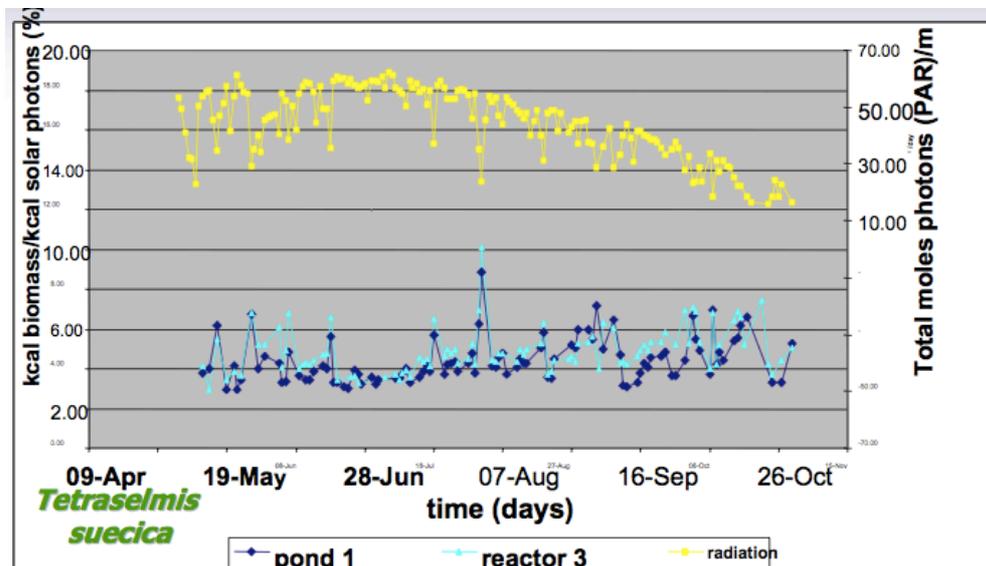


Grafico esperimento Eni: il bacino 1 e il fotobioreattore 3 mostrano che non c'è una differenza di produttività fra questi 2 sistemi con condizioni di funzionamento simili.

<sup>126</sup> R. Benemann, P. Pedroni, *Biofissazione di CO2 fossile mediante microalghe per l'abbattimento dei gas serra*, sez. Nuovi sviluppi: Energia, Trasporti, Sostenibilità, Treccani.

Il problema dei sistemi di coltivazione all'aperto è il consumo di enormi quantità di acqua. Ad esempio, per 1 ettaro profondo 15 cm sono richiesti 1.500 litri per riempirlo. Nelle aree desertiche si perdono tramite evaporazione fino a 35.000 litri, sempre per ettaro.

Il problema è che sostituire la massa di acqua evaporata con altra “*fresh water*” è un sistema intensivo da un punto di vista energetico. In particolare, la movimentazione e la sterilizzazione di grandi volumi di acqua comportano un grande dispendio energetico e di conseguenza anche economico. Per un'ottima gestione dell'acqua e del sistema di coltivazione è necessario riciclarla, in uscita dalle fasi di raccolta, studiando un sistema che minimizzi i costi di movimentazione e gestione.

Il limite maggiore dei fotobioreattori chiusi è il loro costo capitale e operativo. Le dimensioni unitarie degli elementi che lo compongono sono molto più piccole rispetto alle vasche all'aperto, questo comporta il dover replicare gli investimenti dei vari componenti per raggiungere un sistema di coltivazione vicino al *open ponds* in termini di estensione.

I fotobioreattori hanno però un notevole vantaggio: consentono la coltivazione di ceppi algali che non sarebbero coltivabili in vasche all'aperto a causa di specie invasive o del sopravvento di altre specie di microalghe o di organismi che si cibano di alghe. In particolare, ci permettono di selezionare certe “qualità” di ceppi algali caratterizzati da alti valori di produttività e altre caratteristiche favorevoli. I fotobioreattori, sulla base di quanto detto, sono preferibili per sole colture massive di elevata purezza, necessarie o per l'estrazione di biomolecole di alto valore commerciale o per inoculi di colture in sistemi aperti.

In definitiva, la scelta del “sistema di coltivazione” dipende da una serie di fattori quali i volumi produttivi della coltura, la temperatura, il consumo energetico, l'impegno continuo di manutenzione accurata, il prodotto finale che si vuole ottenere, le esigenze di coltivazione dell'alga, la qualità del prodotto e la sua convenienza economica.



## Fasi della coltivazione

Innanzitutto è necessario analizzare la crescita microalgale che avviene in tre fasi principali: fase esponenziale, fase lineare o stazionaria, fase decrescente.

- Fase esponenziale: il tasso di crescita della popolazione rimane sempre positivo nel tempo e dipendente da nutrienti, temperatura e illuminazione disponibili nell'ambiente (all'inizio il basso numero di cellule in coltura rende minimo l'ombreggiamento reciproco e ogni cellula si trova in saturazione luminosa).
- Fase lineare o stazionaria: il tasso di crescita della popolazione è molto rallentato o azzerato e la concentrazione algale raggiunge un valore elevato.
- Fase decrescente: fase in cui le cellule tendono a morire, essendo sospesa sia la fase di divisione sia la fase metabolica. Coincide in genere con eccessiva concentrazione algale, esaurimento di nutrienti nel mezzo di coltura o con l'instaurarsi di condizioni avverse alla crescita quali temperature non idonee, presenza di sostanze tossiche, illuminazione inadeguata.

Definiti i passi e le fasi di crescita possiamo suddividere le colture microalgali in colture di laboratorio e colture massive<sup>127</sup>.

### *Colture di laboratorio*

Oltre alla ricerca di base sulle specie microalgali, le colture di laboratorio permettono il mantenimento, la caratterizzazione e la possibilità di preservare in purezza i differenti ceppi algali con lo scopo di raggiungere volumi di inoculo per le colture massive.

Colture monospecifiche vengono iniziate in piccoli volumi da 10-50 ml (provette) in condizioni ambientali controllate, in mezzi liquidi oppure in mezzi solidi. Nella prima fase lo scopo principale è il mantenimento della qualità dei ceppi che serviranno per inoculi in volumi più grandi. Non si richiede una

---

<sup>127</sup> F. Barbato, *Tecniche di coltivazione delle microalghe*, ENEA 2009.

crescita rapida per cui, anche se in mezzi liquidi, non è necessario insufflare aria e CO<sub>2</sub>.

Le popolazioni microalgali vengono mantenute in ambienti asettici per evitare contaminazioni, a temperature costanti (18-20 °) e illuminazione permanente. Nelle colture di laboratorio i ceppi vengono replicati mensilmente, inoculando 1/5 delle colture precedenti in nuove provette, per mantenere le microalghe nella fase lineare di crescita ed evitare che entrino in quella di decadimento.

### *Colture massive*

Sono colture che servono per raggiungere quantità e qualità adeguate alle esigenze produttive.

Sono in genere caratterizzate da elevate concentrazioni delle popolazioni algali. I sistemi di allevamento (al chiuso o all'aperto), i volumi e le tecniche variano comunque in funzione della tipologia di microalga da trattare.

Il processo è avviato dando inizio alle colture in piccoli contenitori da pochi litri fino ad arrivare ai volumi di utilizzo finale tramite passaggi in volumi crescenti. Ovvero si inizia da ceppi di mantenimento che servono da "inoculum" per contenitori da 1 litro, si passa gradualmente a contenitori da 10 e poi 25 litri fino a raggiungere i bacini di crescita. In questi passaggi le microalghe si trovano sempre in una fase di crescita esponenziale.

Una volta raggiunti i volumi di utilizzo le colture vengono mantenute in modo semi-continuo, continuo e discontinuo:

- Semi-continuo: consiste nel mantenere attiva la coltura per lunghi periodi di tempo, prelevandone ad intervalli il 20-30%. I prelievi cominciano quando la concentrazione algale è dell'ordine di milioni di cellule su millimetro.
- Continuo: quando prelievo e ricambio sono continui.
- Discontinuo: consiste nel portare la coltura alla massima concentrazione possibile e nell'utilizzo completo in una sola volta della biomassa ottenuta. Rispetto alla precedente questa tecnica è più semplice e garantisce una maggiore purezza della popolazione microalgale.

Lo step successivo, dopo aver raggiunto livelli di crescita e produttività prefissati, è la raccolta.

### *Raccolta delle microalghe*

Una volta raggiunti i volumi di utilizzo, la biomassa algale deve essere raccolta e separata dalla fase liquida e successivamente convertita in un carburante rinnovabile.

La raccolta delle microalghe rappresenta un passaggio fondamentale e un limite nei processi di produzione andando ad incidere per ben il 30% sui costi totali di produzione della biomassa<sup>128</sup>.

A rendere complesso tale step è soprattutto la bassa concentrazione delle celle algali (dagli 0,5 agli 8 g/litro a seconda che il sistema di coltivazione sia in bacini all'aperto o in fotobioreattori) e le ridotte dimensioni delle stesse (da 2 a 40 µm).

La biomassa deve quindi essere concentrata di oltre 100 volte per raggiungere una densità sufficiente (almeno 50 g/litro di biomassa e preferibilmente 100 g/litro o oltre) a consentire la sua raccolta e il suo successivo processamento e conversione a biocombustibile<sup>129</sup>.

Negli anni sono stati sviluppati tre tipi principali di tecniche per la raccolta:

**1) Flocculazione.** La flocculazione, utilizzando agenti chimici cationici, è il metodo più generale e diffuso per raccogliere le microalghe, applicabile alla maggior parte dei ceppi. Essa sfrutta la carica negativa delle pareti cellulari che viene neutralizzata dall'agente flocculante (ad esempio  $\text{FeCl}_3$ ,  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ ,  $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$ , sali metallici prepolimerizzati o polielettroliti) consentendo la formazione di grandi fiocchi che successivamente vengono recuperati per sedimentazione<sup>130</sup> o per flottazione ad aria disciolta<sup>131</sup>.

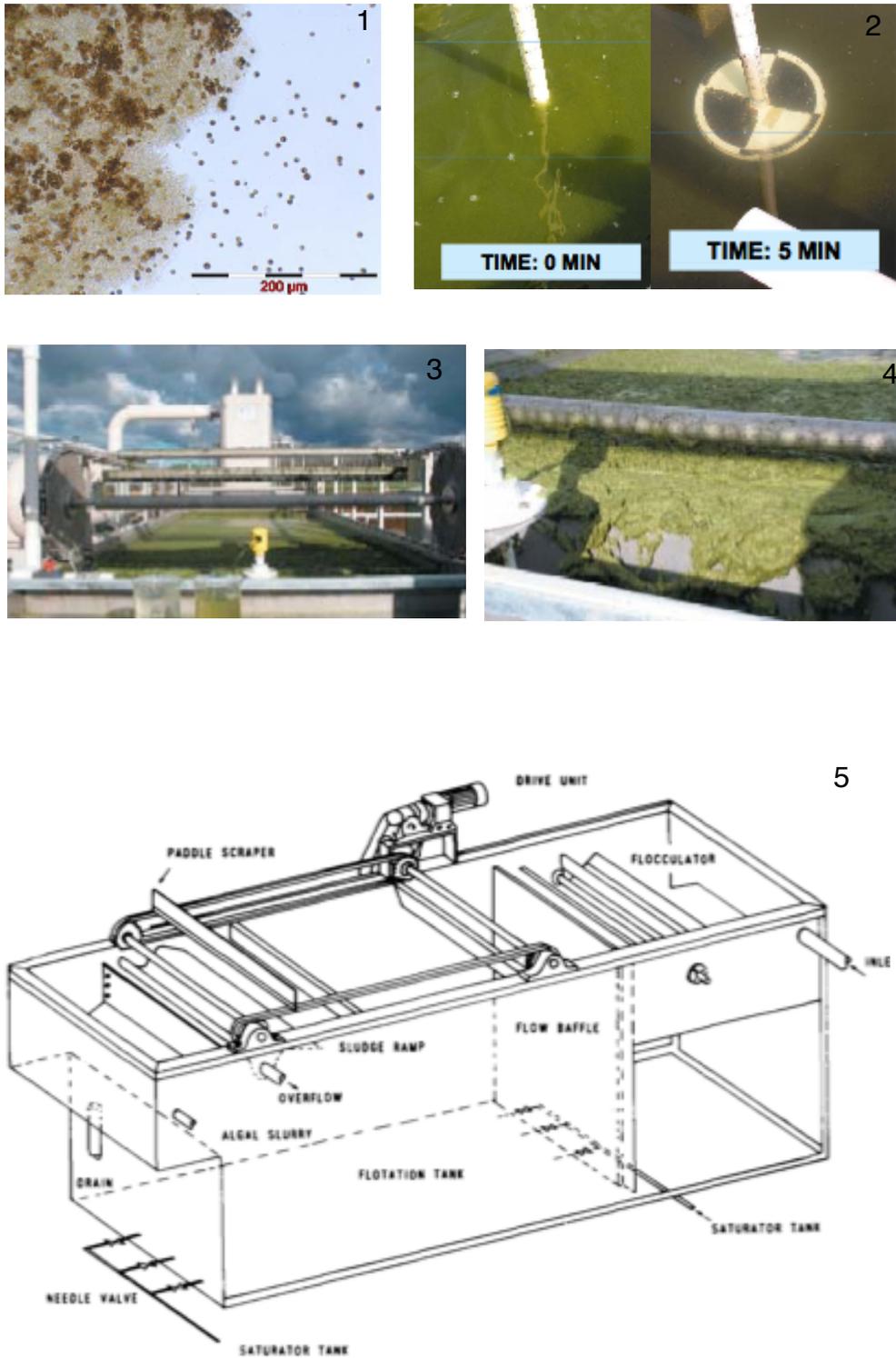
---

<sup>128</sup> R. Benemann et al., *op. cit.*

<sup>129</sup> Ibidem.

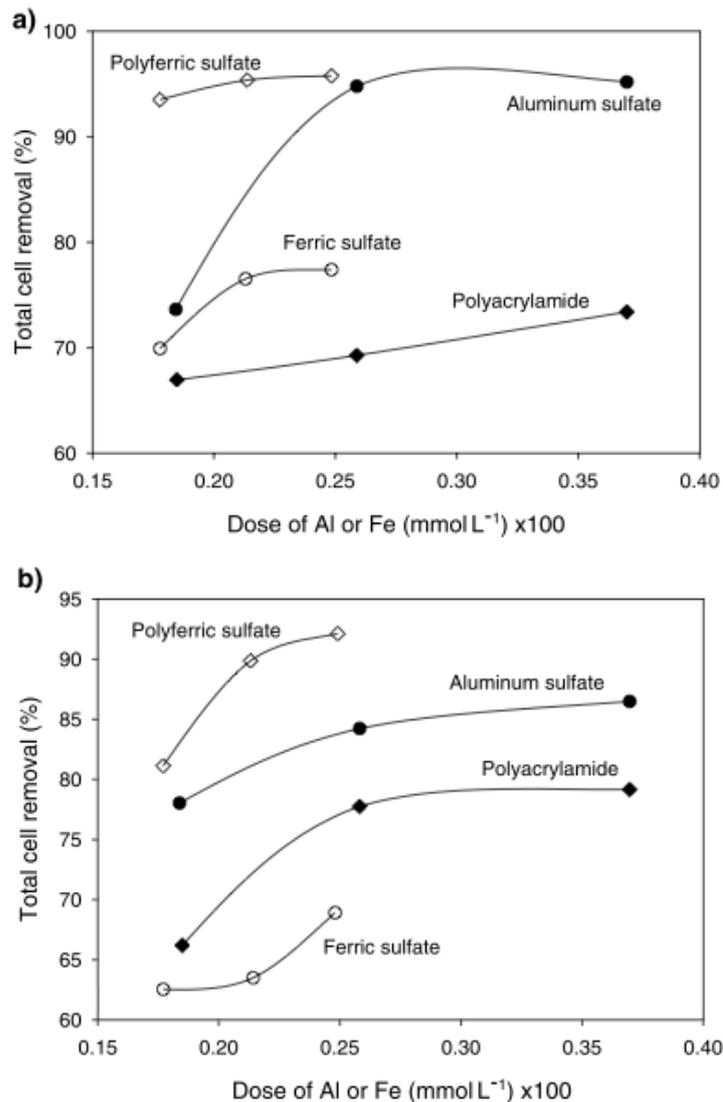
<sup>130</sup> Sedimentazione: è un processo meccanico di separazione delle fasi (i fiocchi che si formano grazie alla preventiva azione flocculante e il solvente). Nella sedimentazione per gravità, i grandi fiocchi si separano dalla fase liquida e si depositano sul fondo del recipiente a causa della forza di gravità. Evidentemente essa risulta tanto più efficace quanto più le particelle in sospensione hanno densità maggiore rispetto al liquido che fa da solvente.

<sup>131</sup> Flottazione ad aria disciolta: si procede dissolvendo aria in pressione nell'acqua, in appositi bacini, che risalendo in piccole bolle trascina con sé i fiocchi (comporta una diminuzione apparente della densità delle particelle) stando con essi sulla superficie liquida sotto forma di schiume. Successivamente, le schiume e le parti solide sono allontanate dal pelo libero dell'acqua con l'ausilio di un "coltello".



Immagini: 1 Esempio di flocculazione; 2 Sedimentazione naturale a seguito della flocculazione; 3-4-5 Unità DAF (Flottazione ad aria disciolta).

Fra gli agenti chimici appena elencati, è stato evidenziato che i sali metallici multivalenti non polimerizzati sono meno efficaci di quelli prepolimerizzati, come il solfato poliferrico (PSF)<sup>132</sup>. In particolare, i prepolimerizzati sono più efficaci in un più ampio spettro di pH. I due grafici seguenti mostrano l'effetto di quattro differenti flocculanti nei confronti di celle in sospensione evidenziando quanto appena detto.



Comparazione di quattro differenti flocculanti per la rimozione di a) *Anabaena* e b) *Asterionella*. Fonte: G. Jiang et al., 1993.

<sup>132</sup> G. Jiang, Q. Graham, *Comparison of polyferric sulphate with other coagulants for the removal of algae and algae-derived organic matter*, Water Science and Technology, 1993.

In alternativa ai sali metallici non o prepolimerizzati vengono utilizzati i polimeri cationici (polielettroliti) capaci di coagulare particelle sospese mediante un processo fisico definito *bridging*. In dosi che vanno dagli 1 ai 10 mg/ml, i polielettroliti, sono in grado di determinare l'aggregazione di biomassa algale; deve essere però sottolineato che un'elevata salinità del brodo di coltura può inibire il processo stesso di flocculazione tramite polielettroliti. E' adatto per salinità inferiori ai 5 kg/m<sup>3</sup>, ad esempio: il mare ha una concentrazione salina di circa 37 kg/m<sup>3</sup><sup>133</sup>.

Un polielettrolita molto interessante è il chitosano. E' un polimero facilmente producibile, richiede bassi dosaggi percentuali come agente flocculante (40-150 mg/litro in funzione della specie microalgale), è poco costoso (2 dollari per chilogrammo), non è tossico e permette di rimuovere fino al 90% della biomassa algale. Il problema è che il suo potere di flocculazione è ridotto in acqua salata<sup>134</sup>.

Un altro fattore capace di determinare l'aggregazione delle celle microalgali è la variazione del pH del brodo di coltura. Evidentemente il risultato di questo tipo di flocculazione dipende dal tipo di microalga trattata. In generale, però, all'aumentare del pH aumenta l'efficienza nella raccolta delle celle (vedi grafico pagina succ.). Alcuni studi ritengono tuttavia che questa pratica, oltre a favorire la coagulazione, determini anche una perdita del contenuto intracellulare <sup>135</sup>.

Idealmente le sostanze flocculanti devono essere poco costose, non tossiche ed efficaci in basse concentrazioni. Tali processi sono, tuttavia, ancora piuttosto costosi, sia per i flocculanti sia per l'operatività.

---

<sup>133</sup> D. Bilanovic, A. Sukenik, *Flocculation of microalgae with cationic polymers—effects of medium salinity*, *Biomass* 17: 65-76.

<sup>134</sup> E. Molina Grima, A. Fernandez, A. Medina, *Recovery of microalgal biomass and metabolites: process options and economics*, *Biotechnology Advances* 20 (2003) 491–515.

<sup>135</sup> *Ibidem*.

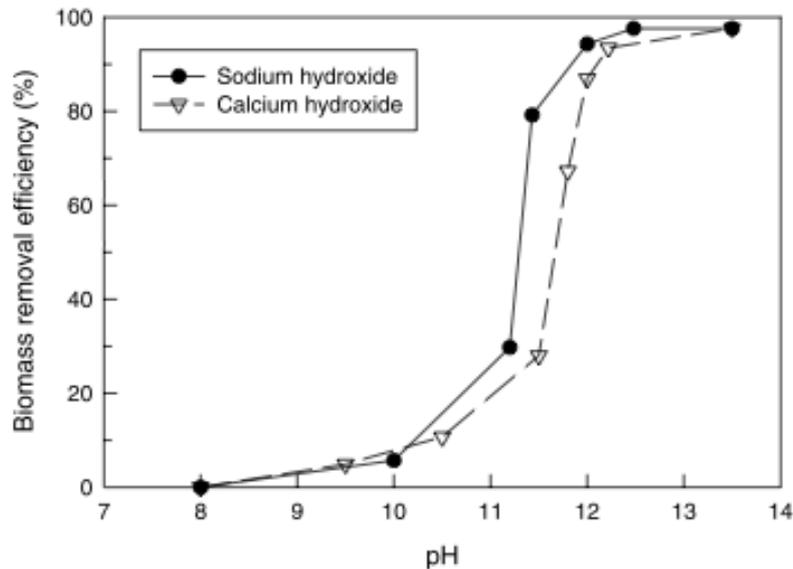


Grafico: effetto di 2 alcali sull'efficienza della flocculazione per la microalga *Chlorella*. Fonte: G. Jiang et al., 1993.

A quanto finora detto si deve aggiungere un altro processo interessante: la bioflocculazione. Questo fenomeno consiste nell'aggregazione spontanea delle cellule algali in grandi fiocchi che si depositano poi abbastanza rapidamente. Sfortunatamente, il processo di bioflocculazione non è ancora ben conosciuto: dipende dalla produzione, da parte delle cellule algali, di polimeri che fanno aggregare le cellule tra loro. Altri fattori che influenzano il processo sono il ceppo e la specie algale, le condizioni ambientali e la scarsità ad esempio di azoto o altri nutrienti. Mancano tuttavia informazioni e studi specifici.

A livello impiantistico, oltre che per la raccolta di microalghe, la flocculazione viene sfruttata in trattamenti di purificazione delle acque sia grezze che reflue e in particolar modo quando si intende eliminare particelle colloidali difficilmente sedimentabili o filtrabili.

**2) Filtrazione.** E' una tecnica impiegata per separare il fluido dalla parte solida (microalghe) per mezzo di microfiltri. La filtrazione è limitata a tipi di microalghe, singole o che producono colonie, di dimensioni uguali o superiori ai 20  $\mu\text{m}$  per fare in modo che la raccolta risulti efficace. Infatti, filtri con

maglie più strette di 20 µm impediscono il flusso dell'acqua e si intasano rapidamente.

Sono adatte a tale tecnica, quindi, microalghe di dimensioni relativamente elevate quali *Coelastrum proboscideum* e *Spirulina platensis*, mentre risultano inadeguate quelle che approssimano dimensioni analoghe ai batteri, tra cui *Scenedesmus*, *Dunaliella*, *Chlorella*<sup>136</sup>. Per specie microalgali di dimensioni troppo ridotte, possiamo abbinare alla filtrazione una preventiva flocculazione.

I filtri utilizzati sono a nastro o a tamburo (a pressione o a vuoto), in questo modo la soluzione si impoverisce di liquido e si concentra di solido (questo dipende dalla tecnica usata e dal tipo di microalga trattata) andando a formare, sulla superficie del filtro, uno strato semisolido.

Type	Machine and make	Operational mode	Concentration procedure	Alga	Suspended solids (%) in concentrate (concentration factor in parentheses)	Energy (kW h) consumed per m <sup>3</sup>
Pressure filter	Netzsch chamber filter; Netzsch	Discontinuous	One step	<i>C. proboscideum</i>	22–27 (245)	0.88
	Belt press; Bellmer	Continuous	Needs preconcentration to ~4% total suspended solids, or flocculation	<i>C. proboscideum</i>	18 (180)	0.5
	Suction filter; Seitz	Discontinuous	Original and preconcentrated suspension with 1.5% total suspended solids	<i>C. proboscideum</i>	16 (160)	–
	Cylindrical sieve rotators; Engelsmann	Continuous	One step and for preconcentration	<i>C. proboscideum</i>	7.5 (75)	0.3
Vacuum filter	Filter basket; Seitz Dinglinger	Discontinuous	For preconcentration	<i>C. proboscideum</i>	5 (50)	0.2
	Non-precoat vacuum drum filter; Dorr Olliver	Continuous	One step	<i>C. proboscideum</i>	18 (180)	5.9
	Potato starch precoat vacuum drum filter; Nivoba, Walther	Continuous after precoating	Needs 2- to 15-fold preconcentration	<i>C. proboscideum</i> , <i>Scenedesmus</i>	37 (2–18.5)	–
	Suction filter	Discontinuous	One step	<i>C. proboscideum</i>	8 (80)	0.1
	Belt filter; Dinglinger	Continuous	For preconcentration	<i>C. proboscideum</i>	9.5 (95)	0.45
	Filter thickener; Schenck	Discontinuous	For preconcentration	<i>C. proboscideum</i> , <i>Scenedesmus</i>	5–7 (50–70)	1.6

Tabella: confronto tra le performance di raccolta delle microalghe per vari tipi di filtro a vuoto e a pressione. Fonte: E. Molina Grima et al., 2003.

<sup>136</sup> E. Molina Grima et al., *op. cit.*

La tabella evidenzia: il tipo di microalga trattata; le modalità operative (continuo/discontinuo); il macchinario utilizzato (pressione/vuoto); la presenza di procedure antecedenti di preconcentrazione; la concentrazione ovvero la percentuale di biomassa microalgale solida presente nel raccolto; l'energia consumata per ogni metro cubo di soluzione processata.

I parametri fondamentali da considerare sono: la percentuale di biomassa concentrata che poi dovrà subire i vari processi di trasformazione finale; il consumo di energia, ricordando l'impatto del 30% di queste fasi di raccolta sui costi totali; i dati tecnici sulla quantità di brodo di coltura processato tramite filtrazione che si attestano fra i 15 e i 30 m<sup>3</sup>/hr.

**3 Centrifugazione.** La centrifugazione è un sistema impiegato per accelerare la separazione di fase (microalghie dalla soluzione) mediante l'uso della forza centrifuga o più precisamente dell'accelerazione centrifuga.

Può essere utilizzata per la maggior parte dei tipi di alghe, benché sia sconsigliabile per quelle specie con cellule molto fragili come *Dunaliella*, processando fino a 20 metri cubi di soluzione di microalghie sospese all'ora.

Partendo da un brodo di coltura con una concentrazione microalgale pari allo 0,04-0,07% si ottiene, dopo la centrifugazione, un raccolto con una concentrazione che varia dal 12 al 25%<sup>137</sup> (vedi tabella a pag. seguente).

E' stato in particolare valutato<sup>138</sup> l'effetto che questo sistema di raccolta determina, a differenti condizioni di centrifugazione, sull'entità del recupero di biomassa microalgale e sulla vitalità delle cellule. Su nove diversi ceppi di microalghie è stata riscontrata un'efficienza di raccolta maggiore del 95% con un'accelerazione centrifuga pari a 13.000 g<sup>139</sup>, del 60% per un'accelerazione centrifuga di 6.000 g e del 40% per 1.300 g.

Il problema principale sono i costi molto alti, sia d'acquisto sia operativi, delle centrifughe, ben oltre i 1.000 \$/ton di massa secca. Quasi 1,71 \$/kg di biomassa algale raccolta. Su questi dati incide in maniera significativa

<sup>137</sup> E. Molina Grima et al., *op. cit.*

<sup>138</sup> M. Heasman, J. Diemar, W. O' Connor, *Development of extended shelf-life microalgae concentrate diets harvested by centrifugation for bivalve molluscs*, *Aquaculture Research*, 2000, 31, 637±659.

<sup>139</sup> Dove g indica l'accelerazione di gravità standard pari a 9,81 m/s<sup>2</sup>.

l'energia consumata, mediamente di 1,3 kWh/m<sup>3</sup> di brodo di coltura centrifugato, e il relativo costo<sup>140</sup>.

Machine and make	Operational mode	Concentration method	Alga	Suspended solids (%) in concentrate (concentration factor in parentheses)	Energy consumed (kW h) per m <sup>3</sup>
Self-cleaning, disc-stack centrifuge; Westfalia	Suspension continuous; concentrate discontinuous	One step	<i>Scenedesmus</i> , <i>Coelastrum proboscideum</i>	12 (120)	1
Nozzle discharge centrifuge; Westfalia	Continuous	For final concentration or for preconcentration	<i>Scenedesmus</i> , <i>C. proboscideum</i>	2–15 (20–150)	0.9
Decanter bowl centrifuge; Westfalia	Continuous	For final concentration only to ca. 2	<i>Scenedesmus</i> , <i>C. proboscideum</i>	22% (11)	8
Hydrocyclones; AKW	Continuous	For preconcentration	<i>C. proboscideum</i>	0.4 (4)	0.3

Tabella: confronto tra le performance di raccolta di microalghe per varie condizioni e tipi di centrifugazione. Fonte: E. Molina Grima et al., 2003.

In base a quanto detto sui vari metodi di raccolta, la bioflocculazione seguita dalla sedimentazione per gravità è certamente l'opzione di raccolta a più basso costo. Mancano ancora dati e studi specifici ma è la direzione che la tecnologia sta cercando di intraprendere. Ogni caso necessita comunque di un'analisi singola che determini il mix giusto delle tecniche appena descritte.

Non possiamo, quindi, stabilire un metodo di raccolta a priori, visto che ci sono vari parametri da considerare: tipo di microalga, costi, condizioni di coltivazione, prodotto finale e qualità che si vuole ottenere dalle successive lavorazioni, tecnologie a disposizione etc..

Ecco perchè la raccolta della biomassa microalgale pratica e a basso costo resta una grande sfida per il settore di ricerca e sviluppo.

<sup>140</sup> R. Benemann et al., *op. cit.*, p. 848.

## Tecniche di conversione dell'energia da biomassa algale

Il processo di raccolta delle microalghe lascia un prodotto finale ancora molto ricco di brodo di coltura. Le concentrazioni delle celle microalgali sono infatti dell'ordine del 15-25%.

Per questo motivo, generalmente, la biomassa richiede un processo di essiccamento o *drying* preliminare ai successivi trattamenti termochimici o biochimici.

### *Drying (essiccamento) della biomassa raccolta*

La fanghiglia semi liquida ottenuta dalla fase di raccolta (15-25% di contenuto solido) deve essere trattata velocemente, nel giro di poche ore, visto che potrebbe rovinarsi a causa del clima caldo.

I metodi più comuni per l'essiccamento sono: *spray drying*, *drum drying*, *freeze drying* e *sun drying*.

Facendo sempre riferimento a colture massive, quindi su larga scala, l'essiccazione al sole è realizzabile ma richiede notevoli estensioni di terreno (5-10% dell'area della vasca), rivestimenti in plastica per i letti in cui devono essere adagiate le microalghe e altre attrezzature. Rimane il metodo più economico e semplice, ma anche il più lungo.

Lo *spray drying* è un metodo molto costoso e sostanzialmente serve per nebulizzare ed essiccare la biomassa raccolta. Le fasi sono le seguenti: atomizzazione in gocce della soluzione dovuta alla pressione esercitata; miscelazione dello spray nebulizzato con aria calda circolante nella camera che porta all'evaporazione ed essiccamento della goccia; separazione della parte asciutta (microalghe) dal flusso d'aria. Come detto è un procedimento molto costoso e non è adatto per prodotti con basso valore come quelli del settore alimentare e dei *biofuels*.

Il *freeze drying*, anche conosciuto come liofilizzazione, è un processo tecnologico che permette l'eliminazione dell'acqua dalla nostra fanghiglia microalgale con il minimo deterioramento della struttura e dei componenti delle celle microalgali. E' il metodo più costoso, impiegato per essiccare e

favorire la successiva estrazione di lipidi dalle celle, nella nutraceutica e per lo studio delle microalghe nei laboratori di ricerca.

In generale, il metodo di essiccazione dipende dal tipo finale di prodotto che si vuole ottenere e dai costi che devono essere sostenuti.

### *Trattamenti termochimici*

I processi di conversione termochimica sono basati sull'azione del calore che permette le reazioni chimiche necessarie a trasformare la materia in energia e sono utilizzabili per i prodotti ed i residui cellulosici e legnosi in cui il rapporto C/N abbia valori superiori a 30 ed il contenuto di umidità non superi il 30%.

Nel caso delle microalghe, vengono tuttavia analizzati procedimenti termochimici con biomassa che può presentare contenuti di umidità anche superiori al 30%.

**Gassificazione:** Il processo di degradazione termica avviene a temperature elevate (superiori a 700-800 °C), in presenza di una percentuale sotto-stoichiometrica di un agente ossidante: tipicamente aria (ossigeno) o vapore. La miscela gassosa risultante costituisce quello che viene definito gas di sintesi, syngas<sup>141</sup>, e rappresenta essa stessa un combustibile.

Come abbiamo già detto, i processi termochimici richiedono biomassa con contenuto di umidità che non superi il 30%. Ecco perchè risulta condizione fondamentale una preventiva fase di essiccazione che può avvenire anche direttamente nell'impianto gassificatore. In realtà, il processo di *drying* rischia di rovinare la struttura e di conseguenza il potenziale energetico della cella microalgale da sottoporre a trattamento<sup>142</sup>.

Per risolvere questo aspetto ci sono stati molti studi che hanno sviluppato un metodo per la gassificazione a bassa temperatura di biomasse ad elevata umidità (maggiore di quel 30%). Questo consente di produrre un gas ricco di metano ad elevata temperatura (400 °C) ed alta pressione (20 MPa) usando un catalizzatore metallico, tipicamente Nickle. Tale soluzione, inoltre, converte

---

<sup>141</sup> Syngas: miscela di gas, essenzialmente monossido di carbonio (CO) e idrogeno (H<sub>2</sub>) con la presenza in quantità variabili di metano (CH<sub>4</sub>) e anidride carbonica (CO<sub>2</sub>).

<sup>142</sup> K. Tsukahara, S. Sawayama, *Liquid fuel production using microalgae*, Journal of the Japan Petroleum Institute, 2005.

l'azoto contenuto nella biomassa in ammonio consentendone pertanto il riciclo alla zona di coltivazione. Nella tabella successiva sono riportati i risultati della gassificazione effettuata sulla microalga *Chlorella vulgaris* in funzione della quantità di catalizzatore utilizzato<sup>143</sup>.

Catalizzatore (g)	Conversione C (%)	CH <sub>4</sub> (vol%)	H <sub>2</sub> (vol%)	CO <sub>2</sub> (vol%)
5	35.0	15.6	34.9	46.2
10	62.0	27.0	25.5	43.5
15	70.1	37.5	10.0	48.8

Tabella: gassificazione a bassa temperatura ed elevata umidità di *Chlorella*.

Un soluzione alternativa, sempre nell'ambito della gassificazione, è rappresentata dalla gassificazione, catalitica e non, in acqua supercritica. Sopra le condizioni critiche ( $T > 374$  °C e  $P > 220$  bar) l'acqua modifica significativamente le sue proprietà (costante dielettrica, densità, viscosità, prodotto ionico, conduttività) acquisendo una forte capacità di frantumare le molecole organiche originando H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>. L'impiego di Ru/TiO<sub>2</sub> a 600 °C produce un syngas con tale composizione: H<sub>2</sub> (48%), CO (4%), CO<sub>2</sub> (26%), CH<sub>4</sub> (16%)<sup>144</sup>.

**Liquefazione:** è una tecnica di conversione applicabile alle microalghe che consente di ottenere sia gas che oli combustibili, oltre che residui di reazione. La reazione avviene in soluzione acquosa, senza richiedere l'essiccamento della materia prima, con sali alcalini (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) a circa 300 °C e 10 MPa.

L'olio estratto contiene composti saturi, frazioni di aromatici (naftalene e dibenzotiofene) e asfalteni in quantità relative tali da rendere il prodotto classificabile come olio pesante, analogo a quello di origine fossile. Tra i gas prodotti vi sono principalmente CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>. L'altro importante residuo è la

<sup>143</sup> K. Tsukahara et al., *op. cit.*

<sup>144</sup> A.G. Chakinala, D.W.F.W. Brilman, W.P.M. van Swaaij, S. Kersten, *Catalytic and Non-catalytic Supercritical Water Gasification of Microalgae and Glycerol*, 2009.

fase acquosa con contenuti di N e P eventualmente riciclabili nell'area di coltivazione.

I risultati degli studi di Sawayama et al.<sup>145</sup> rivelano che la liquefazione è un processo sostenibile per il trattamento termochimico del raccolto delle microalghe in virtù della sua capacità di trattare biomassa molto umida.

	T <sub>reatz</sub> (°C)	Temp <sub>reatz</sub> (h)	Catalizzatore (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , %pp)	Resa <sub>olio</sub> (%pp)	PCI (MJ/kg)
<i>Botryococcus braunii</i>	300	1	5	64	45.9
<i>Dunaliella tertiolecta</i>	300	1	5	42	34.9
Quercia giapponese	300	0.5	2	48	23
Liquame	300	-	-	49	0.34
Rifiuti da cucina	340	0.5	4	28	1.51

Tabella: risultati in termini di resa in olio e PCI tramite liquefazione per differenti tipi di biomassa (microalgale e non). Fonte: S. Sawayama et al., 1999.

E' importante sottolineare la resa in olio (rapporto tra la quantità di olio prodotta e la materia organica processata, in peso) del 64% della specie *Botryococcus braunii* e un rapporto dato da energia consumata nella liquefazione e energia contenuta nell'olio pari a 0,15 contro gli 0,56 della quercia giapponese. Basandoci sui dati, questo processo di conversione può essere ritenuto sostenibile.

**Pirolisi:** è un processo di decomposizione termochimica di materiali organici ottenuto mediante l'applicazione di calore, a temperature comprese tra 400 e 800 °C, in completa assenza di un agente ossidante, oppure con una ridottissima quantità di ossigeno. I prodotti della conversione sono biofuel, char ed una frazione gassosa.

La pirolisi richiede un'alimentazione secca pertanto è necessario applicare metodi preventivi di *drying* della biomassa algale raccolta.

In funzione delle condizioni operative applicate si distinguono processi di *slow*, *fast* e *flash pyrolysis*.

<sup>145</sup> S. Sawayama, T. Minowa, SY Yokoyama, *Possibility of renewable energy production and CO2 mitigation by thermochemical liquefaction of microalgae*. Biomass and Bioenergy, 1999.

La *slow pyrolysis* opera a lente velocità di riscaldamento (5-7 K/min) il che comporta una minore produzione di liquidi e gas appannaggio di una maggiore produzione di char.

La *fast pyrolysis* applica velocità di riscaldamento nell'ordine dei 300-600 °C/min ed è in grado di produrre alte rese di olio (fino al 68%).

La *flash pyrolysis* impiega tempi di reazione ancora più ristretti e nell'ordine di pochi secondi.

Il bio-olio prodotto attraverso questo trattamento presenta delle proprietà paragonabili a quello da fonti fossili, seppur il relativamente elevato contenuto di ossigeno comporti un potere calorifico inferiore.

Gli oli da pirolisi di microalghe presentano, però, più elevati rapporti di H/C e minori contenuti di ossigeno rispetto alla biomassa tradizionale (legno, girasoli, paglia).

#### *Trattamenti biochimici*

La definizione generale di processo biochimico è la seguente e ci sottolinea l'idoneità della biomassa algale ad essere sottoposta a questo tipo di trattamento.

“I processi di conversione biochimica permettono di ricavare energia per reazione chimica dovuta al contributo di enzimi, funghi e microrganismi, che si formano nella biomassa sotto particolari condizioni, e vengono impiegati per quelle biomasse in cui il rapporto carbonio/azoto sia inferiore a 30 e l'umidità alla raccolta superiore al 30%. Risultano idonei alla conversione biochimica le colture acquatiche, alcuni sottoprodotti colturali (foglie e steli di barbabietola, ortive, patata, ecc.), i reflui zootecnici e alcuni scarti di lavorazione (borlande, acqua di vegetazione, ecc.), nonché alcune tipologie di reflui urbani ed industriali”<sup>146</sup>.

La conversione biochimica dell'energia contenuta nelle microalghe implica la trasformazione di sostanze naturalmente prodotte durante la fotosintesi quali lipidi o polisaccaridi. I processi e i prodotti principali che andremo ad analizzare sono riportati nella tabella seguente.

<sup>146</sup> <http://www.eniscuola.net/Energia.aspx?id=2395&sez=Energia&sec=1774&lang=ita&padre=56&idpadre=2394>

Tecniche di conversione biochimica	Prodotti ottenuti
Fermentazione	Bioetanolo
Estrazione/ Transesterificazione	Biodiesel
Digestione anaerobica	Biogas

Tabella: tecniche di conversione biochimica e prodotti ottenibili soggetti ad approfondimento.

**Biodiesel:** è un biocombustibile utilizzato in sostituzione o in miscela con gasolio di origine fossile utilizzabile nei comuni veicoli e nel settore dei trasporti.

Tecnicamente, il processo per la produzione di biodiesel da microalghe necessita di vari step. Essenzialmente si basa sull'estrazione degli oli, contenuti nella biomassa, i quali vengono successivamente sottoposti a transesterificazione per ottenerne biocarburante.

Tradizionalmente gli oli sono estratti dalla biomassa secca secondo varie metodologie. Fra queste le più comuni sono: spremitura meccanica tramite pressa a freddo (si riesce ad estrarre fino al 75% degli oli contenuti nella biomassa); utilizzo di solventi organici quali esano o etanolo (estrazione fino al 99% ma con un consumo energetico di rilievo per separare il solvente dall'olio); processo diretto di estrazione/transesterificazione con un mix di solventi, alcol e catalizzatori (processo difficoltoso e con percentuali di estrazione inferiori ai precedenti); utilizzo di ultrasuoni (ancora in fase di sperimentazione sulle normali colture; diminuirebbe i tempi di estrazione e la tossicità del processo con una resa potenziale di olio estratto del 90%, richiede però un notevole dispendio energetico)<sup>147</sup>.

Lo step successivo prevede la transesterificazione, ovvero la conversione dei trigliceridi (olio vegetale) estratti dalle microalghe in esteri metilici di acidi

<sup>147</sup> T. Mata, A. Martins, N. Caetano, *Microalgae for biodiesel production and other applications: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 217–232.

grassi (FAME) mediante la trasformazione di un estere in un altro estere per reazione con un alcol (metanolo), usato in eccesso per ottimizzare la resa. Chimicamente il biodiesel è un combustibile composto da una miscela di esteri alchilici di acidi grassi a catena lunga.

Il processo di transesterificazione dei lipidi viene usato per convertire l'olio con il fine primario di ridurre la viscosità. Questo grazie alla reazione chimica, il cui principale risultato è la rottura delle molecole dei trigliceridi cioè degli acidi grassi che caratterizzano l'olio vegetale e che sono alla base della sua elevata viscosità.

Come sottoprodotto di questo processo di conversione in biodiesel si ottiene glicerolo. Il catalizzatore comunemente utilizzato è l'idrossido di sodio (NaOH) per il suo costo contenuto e l'alta resa di reazione.

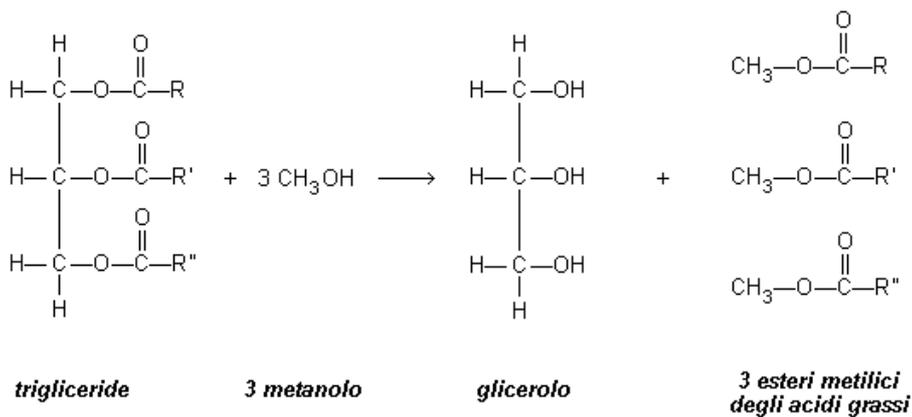


Figura: Reazione di transesterificazione di trigliceridi in FAME mediante metanolo.

Prima di sottoporre l'olio a transesterificazione bisogna però verificare che trigliceridi e alcol siano anidri, cioè non contengano acqua. Questo può infatti causare saponificazione diminuendo l'indice di conversione dell'olio in biodiesel.

Verificato questo, i catalizzatori vengono premiscelati al metanolo in un apposito mixer, quindi mescolati all'olio per 2 ore a 70 °C e pressione ambiente. E' opportuna la presenza di metanolo in eccesso per avere più elevate conversioni in tempi minori: un rapporto molare metanolo/olio vegetale di 6:1 è normalmente usato nei processi industriali per ottenere una

resa in metil esteri superiore al 98%. La reazione produce due fasi liquide: glicerolo e FAME. La prima, più pesante, sedimenta dopo 2 ore.

L'attenzione degli studiosi e della ricerca verso il biodiesel ottenibile da microalghe è legato all'elevato contenuto di lipidi di alcune specie, le quali, osservando la tabella sottostante, presentano una resa in termini di olio notevolmente superiore alle normali colture di terra.

Plant source	Oil yield (L oil/ha year)	Land use (m <sup>2</sup> year/kg biodiesel)	Biodiesel productivity (kg biodiesel/ha year)
Corn/Maize ( <i>Zea mays</i> L.)	172	66	152
Hemp ( <i>Cannabis sativa</i> L.)	363	31	321
Soybean ( <i>Glycine max</i> L.)	636	18	562
Jatropha ( <i>Jatropha curcas</i> L.)	741	15	656
Camelina ( <i>Camelina sativa</i> L.)	915	12	809
Canola/Rapeseed ( <i>Brassica napu</i> )	974	12	862
Sunflower ( <i>Helianthus annuus</i> L.)	1070	11	946
Castor ( <i>Ricinus communis</i> )	1307	9	1156
Palm oil ( <i>Elaeis guineensis</i> )	5366	2	4747
Microalgae (low oil content)	58,700	0.2	51,927
Microalgae (medium oil conten	97,800	0.1	86,515
Microalgae (high oil content)	136,900	0.1	121,104

Tabella: confronto fra la resa in olio delle microalghe ed altre materie prime. Fonte: T. Mata et al., 2010.

I dati appena esposti ci permettono di sottolineare ed evidenziare la notevole resa delle microalghe nella produzione di olio convertibile in biodiesel. La produzione di olio e quindi di biodiesel da microalghe è ottima e si evidenziano quantità 20-30 volte maggiori rispetto alle oleaginose che crescono a terra.

Ancora più evidenti sono i numeri che riguardano le superfici occupate per produrre 1 kg di biodiesel e la quantità di biodiesel prodotta per ettaro all'anno. Il confronto con le altre materie prime (soia, colza, olio di palma etc.) è schiacciante e ci permette di ovviare al problema della sottrazione dei terreni alle colture agroalimentari.

Da un punto di vista tecnico è fondamentale però valutare la competitività, secondo definiti parametri, del biodiesel da microalghe rispetto a quello di origine fossile (vedi tab. a pagina seguente).

I risultati suggeriscono che la transesterificazione è un metodo praticabile ed efficace per la produzione di biodiesel di alta qualità che può essere

un'alternativa competitiva al gasolio tradizionale. In più: presenta un bilancio neutro per quel che riguarda le emissioni di CO<sub>2</sub>; riduce le emissioni di idrocarburi aromatici del 71%; non ha emissioni di diossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) dato che non contiene zolfo; ha una più elevata biodegradabilità (95% degradabile in 28 giorni contro il 40%, sempre nello stesso arco temporale del diesel di origine fossile); produce però più emissioni di ossido di azoto (NO<sub>x</sub>), inconveniente che può essere contenuto riprogettando i motori diesel e dotando gli scarichi di appositi catalizzatori.

Properties	Biodiesel from microalgae oil	Diesel fuel	ASTM biodiesel standard
Density (kg/l)	0.864	0.838	0.86 – 0.9
Viscosity (mm <sup>2</sup> /s, cSt at 40°C)	5.2	1.9 – 4.1	3.5 – 5.0
Flash Point (°C)	115	75	Min 100
Solidifying point (°C)	-12	-50 to 10	-
Cold filter plugging point (°C)	-11	-3 (max. -6,7)	Summer max 0; winter max -15
Acid value (MJ/kg)	0.374	Max. 0.5	Max 0.5
Heating value (MJ/kg)	41	40-45	-
H/C ratio	1.81	1.81	-

Tabella: Comparazione delle proprietà del biodiesel da microalghe, del diesel da comb. fossili e del biodiesel standard definito dalla normativa internazionale. Fonte: X. Miao et al., 2006<sup>148</sup>.

**Bioetanolo:** si definisce bioetanolo quel componente da utilizzare come miscela per la benzina (fino al 20%) in motori non modificati oppure come sostituto completo nei motori *flex*.

L'etanolo si ottiene facendo fermentare carboidrati, zuccheri e amidi tramite particolari lieviti in condizioni anaerobiche ed in assenza di luce. In particolare i lieviti fermentanti producono energia convertendo gli zuccheri in anidride carbonica ed etanolo. La formula generale che sintetizza la formazione di etanolo e anidride carbonica a partire dal glucosio è la seguente:  $C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2 C_2H_5OH + 2 CO_2$ .

Fino ad adesso, però, ben poco lavoro è stato fatto sulla produzione di bioetanolo da biomassa algale. Il problema, è che le microalghe contengono

<sup>148</sup> X. Miao, Q. Wu, *Biodiesel production from heterotrophic microalgal oil*, Bioresource Technology 97 (2006) 841–846.

solo il 20% circa o meno di carboidrati, presenti sotto forma di amido nelle alghe verdi o di glicogeno nei cianobatteri.

Affinché la produzione di etanolo sia praticabile, è necessaria una biomassa algale con un alto contenuto in carboidrati fermentabili, preferibilmente superiore al 50% del peso secco. Questo accumulo così elevato di amido o di glicogeno si osserva solo in condizioni di limitazione di azoto in cui la crescita cellulare è ridotta e buona parte, o anche la maggior parte, dell'anidride carbonica fissata fotosinteticamente è immagazzinata sotto forma di riserve. Il problema è quindi se sia possibile ottimizzare un alto contenuto in carboidrati con un'elevata produttività sfruttando la limitazione di azoto. Soprattutto, queste considerazioni devono ancora essere dimostrate in vasche all'aperto e coltivazioni intensive.

S.N.	Algae strain	Protein (% dwt)	Carbohydrate (% dwt)
1	<i>Scenedesmus obliquus</i>	50–56	10–17
2	<i>Scenedesmus quadricauda</i>	47	–
3	<i>Scenedesmus dimorphus</i> <sup>8</sup>	8–18	21–52
4	<i>Chlamydomonas reinhardii</i>	48	17
5	<i>Chlorella vulgaris</i>	51–58	12–17
6	<i>Chlorella pyrenoidosa</i>	57	26
7	<i>Spirogyra</i> sp	6–20	33–64
8	<i>Dunaliella bioculata</i>	49	4
9	<i>Dunaliella salina</i>	57	32
10	<i>Euglena gracilis</i>	39–61	14–18
11	<i>Prymnesium parvum</i>	28–45	25–33
12	<i>Tetraselmis maculata</i>	52	15
13	<i>Porphyridium cruentum</i>	28–45	40–57
14	<i>Spirulina platensis</i>	52	8–14
15	<i>Spirulina maxima</i>	28–39	13–16
16	<i>Synechococcus</i> sp.	46–63	15
17	<i>Anabaena cylindrical</i>	43–56	25–30

Tabella: contenuto percentuale di proteine e carboidrati per alcune specie di microalghe. Fonte: J. Singh et al., 2010.

Attualmente, non ci sono ancora molti studi ed evidenze tecniche su i risultati che questo tipo di processo può dare in relazione alle microalghe.

Sicuramente la fermentazione per la produzione di bioetanolo comporta un minor dispendio in termini energetici e processi più semplici rispetto alla produzione di biodiesel. In più, alcune ricerche hanno dimostrato la possibilità di riutilizzare la biomassa microalgale, residua alla fermentazione, nel

processo di digestione anaerobica per la produzione di metano e di riciclare la CO<sub>2</sub> prodotta nella fermentazione per la fotosintesi delle microalghe<sup>149</sup>. Oppure, in un processo virtuoso, si sta cercando di combinare la produzione contemporanea di biodiesel e bioetanolo (vedi grafico sottostante).

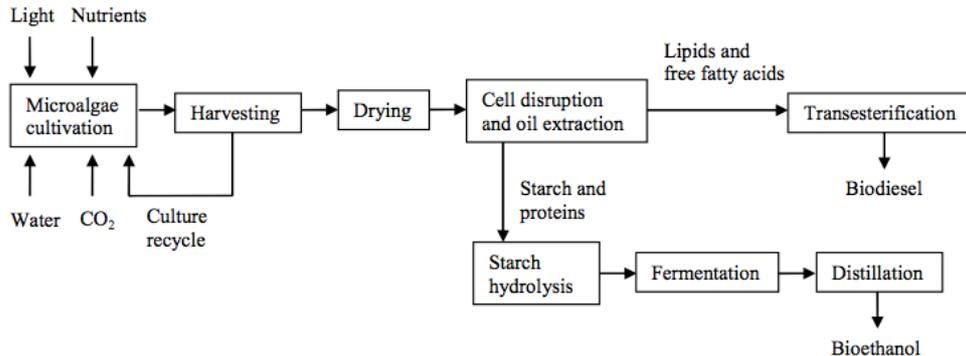


Grafico: schema per l'estrazione di olio per biodiesel e successivo step per la fermentazione a bioetanolo. Fonte: B. Fernades, A. Vicente, *Third generation biofuels from microalgae*, Istituto di Biotecnologia e Bioingegneria Università di Braga.

Al momento la produzione di bioetanolo da microalghe è ancora in fase di ricerca e sperimentazione e questa tecnologia non è ancora stata commercializzata.

**Biogas:** è una miscela di vari tipi di gas (per la maggior parte metano e anidride carbonica) e si ottiene attraverso la digestione anaerobica della biomassa, ovvero tramite degradazione della sostanza organica da parte di microorganismi in condizioni di anaerobiosi.

La digestione anaerobica si suddivide in quattro fasi: idrolisi; acidogenesi; acetogenesi; metanogenesi con produzione di metano, CO<sub>2</sub> e acqua.

Convenzionalmente, in relazione al tipo di batteri utilizzati esistono due intervalli di temperatura in cui viene condotto il processo:

- con batteri mesofili si lavora nell'intervallo 20-45 °C;
- con batteri termofili si lavora nell'intervallo 50-70 °C.

<sup>149</sup> J. Singh, S. Gu, *Commercialization potential of microalgae for biofuels production*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010) 2596–2610.

Tecnicamente la digestione anaerobica può essere effettuata sia a umido che a secco. La digestione a secco si riferisce a miscele di materiale con contenuto minimo in solidi del 30%, mentre la digestione a umido si riferisce a miscele con un massimo del 15% di contenuto in solidi; ecco perchè la biomassa algale può avere un impiego importante in questo processo di conversione energetica.

Generalmente si utilizza la biomassa algale intera, oppure quella residua dal processo di estrazione dei lipidi contenuti nelle celle (sottoposti poi ai successivi trattamenti biochimici), trasformandola da un rifiuto da smaltire in una fonte di gas metano combustibile.

I prodotti teorici della digestione sono  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$  e  $\text{NH}_3$ : le loro quantità relative dipendono dalla composizione elementare della microlalga processata che, a sua volta, dipende dalla specie impiegata (generalmente abbiamo una concentrazione percentuale di metano del 60-75%).

A causa della mancanza di lignina le microalghe presentano una buona stabilità di processo e di alta efficienza di conversione per la digestione anaerobica. La produzione di biogas da questo processo è influenzato principalmente dai seguenti fattori: temperatura; pH; tasso di carico organico ottimale (OLR) e tempo di residenza (HRT e SRT) nel digestore della biomassa; elevato contenuto di azoto nella biomassa.

Ad esempio, la temperatura, se aumentata fino a  $50^\circ\text{C}$ , favorisce la conversione in metano, mentre la produttività (in termini di riduzione della biomassa) migliora fino a  $35^\circ\text{C}$ . Tuttavia, oltre tale temperatura la biodegradabilità delle alghe aumenta solo del 5-10% rendendo sconveniente, energeticamente, un ulteriore riscaldamento<sup>150</sup>.

Il pH è generalmente alto per via della presenza di ammoniaca ( $\text{NH}_3$ ). Così come deve essere alto il tempo di residenza e basso il tasso di carico organico per consentire lo sviluppo delle reazioni chimiche coinvolte.

L'altro parametro chiave è l'elevato contenuto di azoto della massa microalgale, solitamente l'8-10% del peso secco della materia organica, che produce livelli molto alti di ammoniaca nel fermentatore, provocando alla fine

---

<sup>150</sup> B. Sialve, N. Bernet, O. Bernard, *Anaerobic digestion of microalgae as a necessary step to make microalgal biodiesel sustainable*, *Biotechnology Advances* 27 (2009) 409–416.

l'inibizione del processo e, quindi, bassi rendimenti in termini di metano prodotto, anche allungando i tempi di fermentazione.

E' quindi fondamentale valutare strategie combinate che considerino pretrattamenti della biomassa microalgale, tempi di residenza più lunghi, adattamento della popolazione batterica a elevati livelli di ammoniaca e codigestione con biomassa contenente livelli di azoto inferiori. Oppure realizzare la crescita di microalghe in condizioni di stress nutritivo, in questo caso specifico in assenza di N, che aumenterebbe la produttività in termini di metano. Di seguito vengono riportati i risultati di esperimenti su varie specie di microalghe.

Substrate	T <sup>a</sup> (°C)	HRT <sup>b</sup> (d)	Loading rate (g VS L <sup>-1</sup> j <sup>-1</sup> )	Methane yield (L CH <sub>4</sub> g VS <sup>-1</sup> )	CH <sub>4</sub> (% vol)
Algae sludge ( <i>Chlorella-Scenedesmus</i> )	35-50	3-30	1.44-2.89	0.17-0.32	62-64
Algal biomass	35	28	1	0.42	72
<i>Spirulina</i>	35	28	0.91	0.32-0.31	
<i>Dunaliella</i>	35	28	0.91	0.44-0.45	
<i>Tretraselmis</i> (fresh)	35	14	2	0.31	72-74
<i>Tretraselmis</i> (dry)	35	14	2	0.26	72-74
<i>Tretraselmis</i> (dry) + NaCl 35 g/L	35	14	2	0.25	72-74
<i>Chlorella vulgaris</i>	28-31	64	-	0.31-0.35 <sup>d</sup>	68-75
<i>Spirulina maxima</i>	35	33	0.97	0.26	68-72
<i>Spirulina maxima</i>	15-52	5-40	20-100	0.25-0.34	46-76
<i>Chlorella-Scenesmus</i>	35	10	2-6	0.09-0.136	69

Tabella: confronto sulla resa in termini di metano, secondo certi parametri, di alcune specie di microalghe. Fonte: B. Sialve et al., 2009.

I parametri sono: temperatura; tempo di residenza idraulico (ovvero tempo medio di residenza dei vari fluidi); tasso di carico organico (quantità di substrato organico, espresso in grammi di solidi volatili<sup>151</sup>, entrante nel reattore per unità di volume, del reattore stesso, e di tempo); la resa di metano espressa in litri di CH<sub>4</sub> per grammo di solido volatile introdotto; concentrazione di metano nel biogas ottenuto.

Il biogas prodotto è un gas relativamente molto pulito, l'unico contaminante è rappresentato da CO<sub>2</sub> in quantità variabili tra il 25 ed il 40%. La sua rimozione, però, consente il reimpiego nell'impianto di coltivazione ed altresì

<sup>151</sup> Con il termine solidi volatili si intende la quota di materia decomponibile rispetto al totale di materia prima introdotta nel digestore.

libera il metano, predisponendolo ad un ulteriore impiego per la produzione di energia elettrica o termica.

I dati ci mostrano che la digestione anaerobica di biomassa algale è una tecnologia fattibile sia per quanto riguarda gli aspetti tecnici che quelli economici, a maggior ragione se associata al trattamento di acque reflue e alla cattura di CO<sub>2</sub> dalle centrali elettriche. La ricerca sta comunque cercando di migliorare il rendimento di recupero di metano dalla biomassa e l'efficienza per l'abbattimento dei costi di processo.

### *Conclusioni*

Dalle analisi e dagli studi citati emerge che la biomassa microalgale è adatta per la conversione e la produzione di vari biocombustibili.

Lo schema a pagina seguente ci mostra tutti i possibili passaggi ed utilizzi. Non soltanto biodiesel, bioetanolo e biogas ma anche proteine e nutrienti per l'industria alimentare, biofertilizzanti, prodotti chimici e prodotti per il settore farmaceutico.

Il circolo risulta ancora più virtuoso se si pone l'attenzione sui trattamenti a cui viene sottoposta la biomassa una volta che è stata raccolta: dopo l'estrazione di olio, e la successiva conversione secondo i vari processi, è ancora possibile impiegare la biomassa, residua dall'estrazione, nella digestione anaerobica per produrre biogas. In più, gli scarti dei trattamenti termochimici e biochimici come gas, CO<sub>2</sub> e nutrienti vari possono essere riutilizzati per la coltivazione e la crescita della biomassa microalgale.

Per adesso molti dei procedimenti descritti sono in fase sperimentale e non sono ancora stati commercializzati. Il maggior potenziale di sviluppo è legato alla produzione di biodiesel che consentirebbe una netta riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto all'uso di combustibili fossili senza sottrarre risorse alle coltivazioni terrestri per fini alimentari. Questo grazie a potenziali produttivi molto interessanti, dell'ordine di 10-100 volte maggiori rispetto a piante terrestri produttrici di olio. Così come è fattibile da un punto di vista tecnico ed economico la produzione di metano dalla biomassa microalgale, mentre sono ancora in fase sperimentale la produzione di bioetanolo e i trattamenti termochimici sia con essiccamento sia con biomassa umida.

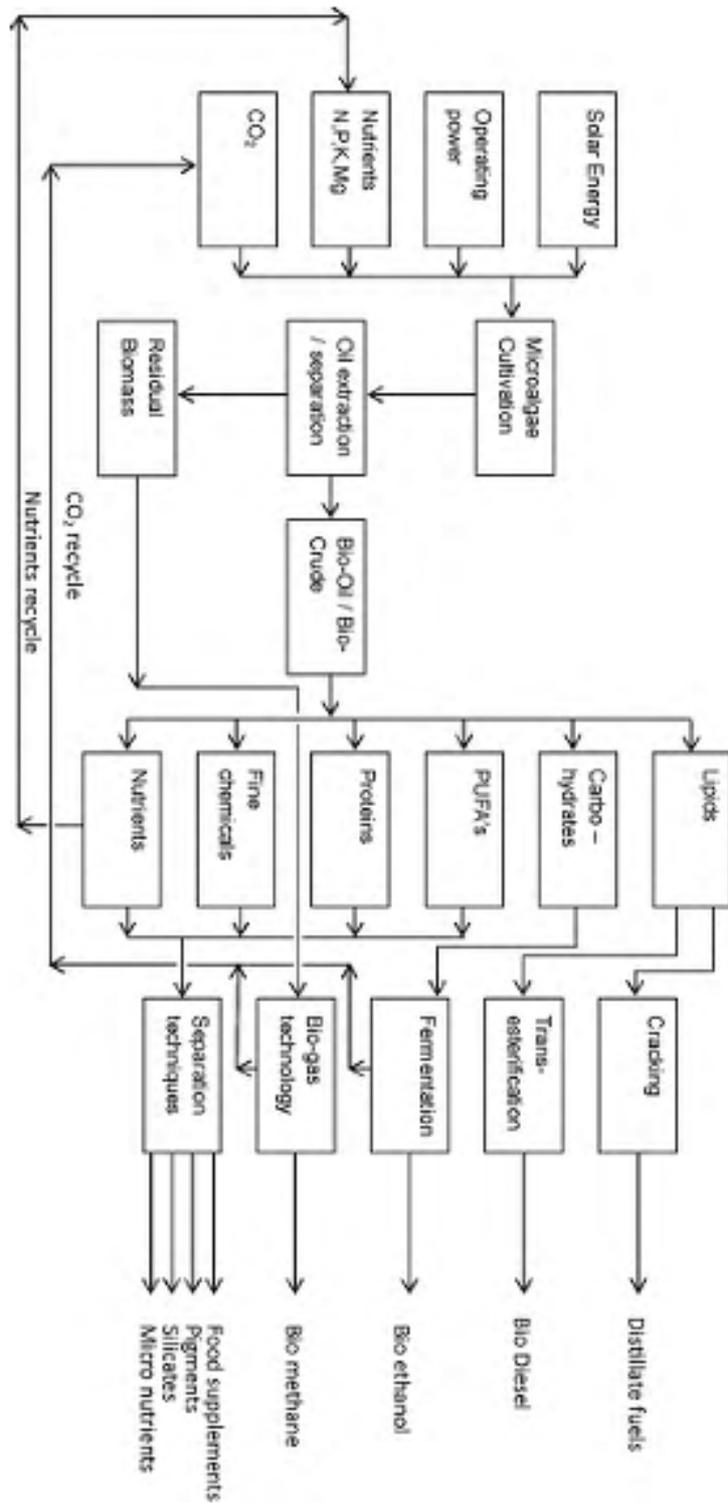


Figura: *flow chart* di un'ipotetica bioraffineria di biomassa microalgale. Fonte: J. Singh et al., 2010.



## Processi multiuso con microalghe per la riduzione dei gas serra

Il grande potenziale della biomassa microalgale è dovuto, non soltanto all'ottenimento di biocombustibili e prodotti per l'industria alimentare, farmaceutica e chimica, ma anche alla possibilità di utilizzarla per il trattamento di acque reflue oppure di integrarla con impianti di produzione di energia elettrica per la cattura della CO<sub>2</sub>.

### *Trattamento di acque reflue urbane e agricolo-industriali*

Le acque reflue di natura urbana o agricolo-industriale presentano dei parametri di carico che ne alterano le caratteristiche naturali. L'utilizzo delle microalghe, in fasi di trattamento differenti, contribuisce alla riduzione di contaminanti, grazie alla produzione di O<sub>2</sub> sfruttata dai batteri per digerire e decomporre i rifiuti organici delle acque reflue, e all'assimilazione di nutrienti, soprattutto nitrato e fosforo che sono fondamentali per la crescita delle celle microalgali.

PARAMETRI	ACQUA NATURALE	LIQUAME DOMESTICO	REFLUI INDUSTRIALI
pH	7,5-8,5	6,8-7,5	2-12
solidi sospesi totali (mg/l)	5-80	200-50000	10-50000
BOD5 (mgO <sub>2</sub> /l)	1-15	80-20000	5-20000
COD (mgO <sub>2</sub> /l)	5-50	200-100000	50-100000
azoto ammoniacale (mgN/l)	0-7	10-300	0-700
azoto nitroso (mgN/l)	0-0,3	0-0,5	0-10
azoto nitrico (mgN/l)	0,5-10	0-1	0-50
azoto totale (mgN/l)	5-10	20-500	0-1000
fosforo totale (mgP/l)	0-3	1-100	1-50
cloruri (mgCl/l)	20-100	50-1000	10-100000
coliformi totali (ufc/ml)	1-200	10 <sup>5</sup> -10 <sup>7</sup>	-
tensioattivi totali (mg/l)	0-1	5-50	0-1000

Tabella: confronto dei parametri di carico fra acqua naturale, refluo domestico e refluo industriale. Fonte: Gruppo HERA, *Trattamento delle acque reflue*.

Negli Stati Uniti e in molte altre nazioni le acque reflue urbane sono spesso trattate con le cosiddette vasche di ossidazione. Si tratta di vasche



nel trattamento terziario delle acque reflue. L'azoto e il fosforo vengono assimilati dalla biomassa e sono elementi fondamentali per la loro crescita.

In particolare, la rimozione delle sostanze nutritive con le tecnologie convenzionali è molto costosa e ad alto consumo energetico mentre le microalghe possono eliminare i nutrienti a costi aggiuntivi relativamente bassi (costi relativi all'immissione in vasca di CO<sub>2</sub>). La rimozione dei nutrienti richiede infatti che non ci sia carenza di CO<sub>2</sub> perchè ciò comprometterebbe la crescita e la produttività delle microalghe e di conseguenza l'assorbimento di N e P.

Da sottolineare che la biomassa algale sarebbe costretta a crescere al limite di azoto presente nelle acque reflue, questo comporterebbe l'eliminazione di tutto il fosforo da parte di una biomassa relativamente povera di azoto ma, come già detto nei precedenti paragrafi, ricca di oli e carboidrati.

Un fattore da tener presente è proprio la variabilità in nutrienti nelle acque reflue, cioè la quantità di N e P, e il loro rapporto reciproco.

I rapporti Carbonio:Azoto e Carbonio:Fosforo nei reflui domestici (C:N 3,5:1; C:P 20:1) e zootecnici (C:N 3:1; C:P 10:1) sono troppo bassi rispetto a quelli ideali per la crescita della biomassa (C:N 6:1; C:P 20:1): ne consegue una limitazione nella produzione algale, nonché un'incompleta rimozione dei contaminanti, tuttavia superabili ad esempio insufflando CO<sub>2</sub> nel vivavio<sup>153</sup>.

Il contenuto di lipidi della biomassa così coltivata sarebbe nell'ordine del 5-15% della biomassa secca con livelli di produttività dei grassi vegetali fino a 24 mg/litro/giorno (quando CO<sub>2</sub> è aggiunta) equivalenti a 2,8 g/m<sup>2</sup>/giorno e 11 m<sup>3</sup>/ha/anno. Le produttività sono nettamente inferiori a quelle che si ottengono con una gestione accurata e controllata di tutti i parametri di coltura (da 42 a 136 m<sup>3</sup>/ha/anno) ma comunque 18 volte superiori rispetto a quelle riportate per l'olio di soia (0,49 m<sup>3</sup>/ha/anno)<sup>154</sup>.

Nel trattamento delle acque reflue con aggiunta di CO<sub>2</sub> sopra descritto i prodotti che si ottengono in uscita sono acqua rigenerata, biogas, eventualmente biodiesel o etanolo, e residui del fermentatore anaerobico.

---

<sup>153</sup> Treccani, *op. cit.*

<sup>154</sup> Ibidem.

Se, ad esempio, il biogas fosse utilizzato per produrre elettricità, oltre all'elettricità si otterrebbe dalla combustione del metano la CO<sub>2</sub> necessaria per il trattamento delle acque e la crescita delle alghe. Quindi si potrebbe, contemporaneamente, rigenerare acqua, produrre energia elettrica e ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> sequestrandola e convogliandola nelle vasche per la crescita delle microalghe.

Il trattamento di acque reflue agricolo-industriali è assolutamente simile ai processi descritti per le acque reflue urbane, la differenza principale è la natura dei rifiuti che sono generalmente più definiti, meno variabili e meno soggetti alla presenza di contaminanti tossici.

Come nel caso delle acque reflue urbane, anche il trattamento delle acque reflue di origine animale è limitato dalla disponibilità di CO<sub>2</sub>. Il rifornimento di anidride carbonica incrementerebbe sia la produttività algale sia l'efficacia del trattamento.

### **Vantaggi nel trattamento di acque reflue mediante utilizzo di biomassa microalgale**

---

1. Produzione di O<sub>2</sub> sfruttata per digerire e decomporre i rifiuti organici delle acque reflue.
  2. Eliminazione di azoto e fosforo (N e P) fondamentali per la crescita della biomassa.
  3. Si ottiene in uscita: acqua rigenerata; biogas; eventualmente biodiesel e bioetanolo; residui nel digestore anaerobico adatti per produrre biofertilizzanti.
  4. Risparmio in termini di costi (circa il 70%, DOE 2010) e consumi energetici rispetto ai trattamenti convenzionali.
  5. Produzione di energia elettrica, tramite il biogas ottenuto dalla digestione anaerobica della biomassa algale, con sequestro e utilizzo della CO<sub>2</sub> per la crescita delle microalghe.
  6. Contributo alla riduzione dei gas serra.
- 

Tabella: vantaggi ottenibili dal trattamento di acque reflue mediante biomassa microalgale.

Sono necessarie comunque attività di ricerca e sviluppo per migliorare il processo di trattamento secondario e terziario delle acque reflue per renderlo contemporaneamente economico e ad alta produttività per la crescita delle microalghe.

*Integrazione con centrali termoelettriche per il sequestro di CO<sub>2</sub>*

L'impiego di CO<sub>2</sub> nella fotosintesi rende le microalghe una possibile via per contenere le emissioni in atmosfera da parte di impianti di produzione di energia elettrica. Soluzioni come la *Carbon Capture and Storage* (CCS), come già discusso nel capitolo sul carbone, comportano un incremento del chilowattora prodotto del 75-100% in più rispetto ad una centrale a carbone tradizionale che non prevede questo processo.

Ecco perchè i siti in cui si trovano impianti di potenza possono passare da principali responsabili per l'emissione di CO<sub>2</sub> a *main strategy* per veicolare lo sviluppo di tecnologie appannaggio della biomassa microalgale. Queste sarebbero, infatti, in grado di assorbire la CO<sub>2</sub> dei fumi di combustione, costituendo un metodo capace di azzerare le emissioni degli impianti alimentati da combustibili fossili. Il primo aspetto da sottolineare è proprio la grande abbondanza di CO<sub>2</sub> disponibile dagli impianti di potenza che può supplire alla bassa concentrazione di CO<sub>2</sub> che è invece presente nell'atmosfera.

La figura sottostante evidenzia tutte le fasi per una gestione perfetta di questa tecnologia.

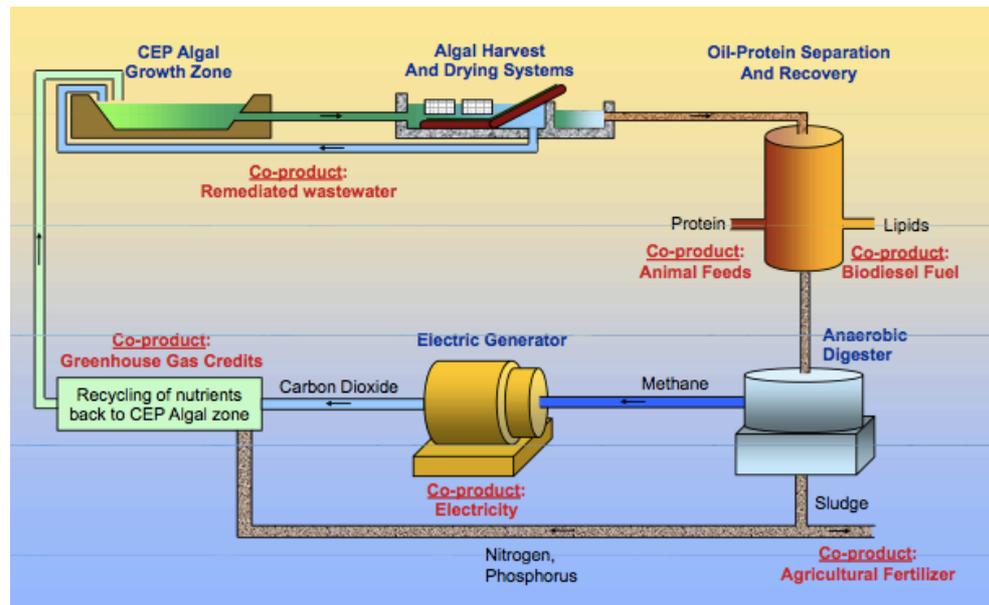


Figura: schema per la coltivazione di biomassa microalgale con CO<sub>2</sub> sequestrata nel processo di produzione di energia elettrica. Fonte: [www.eni.com](http://www.eni.com)

In più, le microalghe, sono una possibile via per la rimozione di NO<sub>x</sub> rimuovendo l'NO contenuto nei fumi (fino al 96% aumentando il tempo e l'area di contatto tra gas e liquido) impiegandolo quale fonte di azoto.

Il meccanismo risulta impeccabile se si considera che contemporaneamente e con soluzione di continuità possiamo produrre: biocombustibili (biodiesel e bioetanolo) e nutrienti per il settore alimentare e farmaceutico; biogas per produrre energia elettrica dalla biomassa scartata a seguito dell'estrazione di lipidi; CO<sub>2</sub>, a seguito della combustione di biogas per produrre energia elettrica, utilizzabile iniettandolo nella vasca per la coltivazione delle microalghe.

Definito il processo, da un punto di vista tecnico il trasferimento di CO<sub>2</sub> è ottimizzato facendo gorgogliare il gas attraverso il liquido in un pozzetto posto poco a valle della ruota a pale che provvede al mescolamento del brodo di coltura. Per i gas di combustione da centrale elettrica, con concentrazioni dell'8-13% di CO<sub>2</sub> rispetto allo 0,04% dell'atmosfera, è necessario trasferire grandi quantità di gas, meglio se in controcorrente, per massimizzare l'assorbimento del CO<sub>2</sub> e ridurre il calo di pressione in corrispondenza dell'orifizio.

Poiché le bolle salgono ad una velocità di 30 cm/s, simile alla velocità di flusso del liquido nella vasca, affinché il trasferimento sia efficiente il pozzetto non deve essere troppo profondo. Dovrebbe essere possibile un'efficienza di trasferimento dell'80-90% per i gas di combustione<sup>155</sup>.

Secondo uno studio del *U.S. Department of Energy*, per eliminare totalmente i circa 4 milioni di tonnellate prodotte annualmente da una centrale elettrica di 500 MW è necessario un vivaio da circa 8.000 ettari con un'efficienza di assorbimento della CO<sub>2</sub> del 90%<sup>156</sup>.

---

<sup>155</sup> Treccani, *op. cit.*

<sup>156</sup> D. Stepan, R. Shockey, T. Moe, *Carbon dioxide sequestering using microalgal system*, U. S. Department of Energy (2002).

Secondo i dati forniti da una ricerca dell'Eni, sarebbero invece necessari 5.000 ettari a fronte della stessa quantità di anidride carbonica catturata<sup>157</sup>.

Di seguito vengono riportati dati sull'efficienza e la quantità di CO<sub>2</sub> catturata per un sistema all'aperto di 6.000 ettari di estensione.

Carbon Dioxide Capture, %	Volume of Carbon Dioxide Captured, million ft <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> /day	Mass of Carbon Dioxide Captured, tons CO <sub>2</sub> /day
100	149.2	8549
90	134.3	7694
75	111.9	6412
60	89.5	5129
45	67.1	3847
30	44.8	2565
15	22.4	1282

Tabella: dati sulla quantità di CO<sub>2</sub> catturata e iniettata nei bacini per la coltivazione di microalghe in funzione dell'efficienza di assorbimento da parte del brodo di coltura. Fonte: D. Stepan et al., 2002.

L'energia richiesta per pompare i gas di combustione nelle vasche di alghe limita la distanza consentita tra la centrale elettrica e le vasche stesse, che devono essere collocate in prossimità l'una alle altre.

Un'alternativa ai gas di combustione, in cui abbiamo anche la presenza di SO<sub>2</sub> da neutralizzare per non danneggiare le microalghe, sarebbe catturare il CO<sub>2</sub> dai gas di combustione e concentrarlo in CO<sub>2</sub> puro al 100%, per poi rifornire la vasca di coltivazione. Ciò costerebbe decisamente meno che utilizzare il CO<sub>2</sub> dei gas di combustione, per via dei costi inferiori delle tubazioni e delle strutture di trasferimento. Inoltre, consentirebbe di immagazzinare CO<sub>2</sub> durante la notte per poi utilizzarlo durante il giorno, con un incremento del fattore di utilizzazione complessivo<sup>158</sup>.

Benché i problemi relativi a rifornimento, trasferimento e utilizzo del CO<sub>2</sub> siano complessi e sia necessario ulteriore lavoro, la conclusione raggiunta sulla base della ricerche e degli studi fin qui effettuati è che questo processo

<sup>157</sup> P. Pedroni, G. Lamenti, G. Prospero, L. Ritorto, G. Scolla, F. Capuano, *Enitecnologie R&D Project On Microalgae Biofixation Of CO<sub>2</sub>: Outdoor Comparative Tests Of Biomass Productivity Using Flue Gas CO<sub>2</sub> From a NGCC Power Plant*, Environmental Technology Research Center.

<sup>158</sup> Treccani, *op. cit.*

non altera i valori di crescita e produttività delle microalghe e soprattutto determina un abbattimento consistente dei gas serra, fra cui la CO<sub>2</sub>.

La sfida futura è pertanto quella relativa alla realizzazione di processi industriali che rendano economicamente e logisticamente realizzabile il sequestro e la riconversione in biomassa algale della CO<sub>2</sub> emessa da centrali termoelettriche o altre sorgenti di emissione. La fattibilità tecnica ed economica dipende da alcuni fattori quali la zona in cui è situato l'impianto di potenza, le condizioni di cattura e il problema logistico del trasporto ai siti di coltivazione. Ecco perchè un'analisi di questo tipo deve essere valutata caso per caso.



## Analisi economica

Dopo aver analizzato la biomassa algale definendone gli aspetti biologici, la produttività, il potenziale contenuto di oli, le tecniche di estrazione e conversione in *biofuel* e altri prodotti è necessario valutarne la competitività economica. In particolare è rilevante confrontare con le colture tradizionali i costi di produzione di biocombustibili, sia nell'opzione *open ponds* sia in quella con fotobioreattori.

L'obiettivo è quello di produrre carburanti a basso costo che siano competitivi con quelli di origine fossile e con quelli derivati da biomasse cresciute nel suolo terrestre. I parametri più importanti sono la produttività e la fase di raccolta, i quali devono essere ottimizzati per ottenere biomassa da trattare in maniera più efficiente e economica.

Deve ancora, comunque, essere provato che è possibile ottenere la stessa produttività riscontrata in laboratorio nei bacini all'aperto di grandi dimensioni. Questo a causa dei numerosi fattori che incidono sulla crescita delle microalghe.

I dati ottenuti provengono dalle più recenti ricerche fatte dal DOE (*Department of Energy* degli Stati Uniti D'America)<sup>159</sup> mentre sono ancora non disponibili, o meglio vengono mantenuti in gran segreto, i dati in possesso alle grandi compagnie dell'energia che ci stanno lavorando.

L'analisi si focalizzerà sul confronto fra i costi di un sistema con vasche all'aperto e un sistema basato su fotobioreattori. Le principali voci di costo sono le seguenti:

- Costi per la pulizia (rimozione di alberi e rocce), per il livellamento del sito prescelto e la realizzazione della vasca di coltivazione (vedi progetto pag. seguente) o dei fotobioreattori. La vasca è realizzata in muratura, berma, e si considera che venga rivestita con materiale geotessile e non con materiale plastico (5 \$/m<sup>2</sup>) per evitare un raddoppio dei costi .

---

<sup>159</sup> R. Benemann, J. Oswald, *System and economic analysis of microalgae ponds for conversion of CO<sub>2</sub> to biomass*, Final Report to the Department of Energy Pittsburgh Energy Technology Center, 1996.

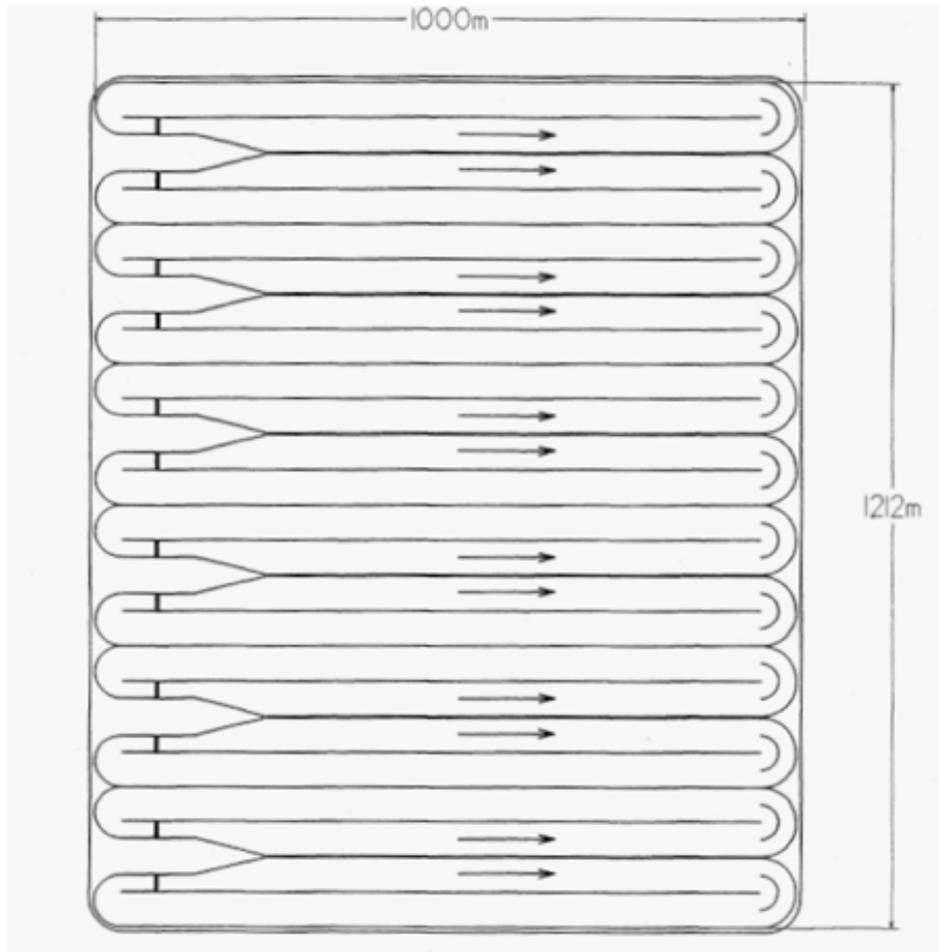


Immagine: semplicità di progettazione di un sistema *open pond* di 121 ha.

- Costi per l'iniezione di CO<sub>2</sub>. Sistemi di approvvigionamento e distribuzione come le *pipeline* che collegano l'impianto di potenza ai sistemi di coltivazione per il trasporto di gas di combustione o sistemi per lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> concentrata. E' stato provato che il trasferimento di CO<sub>2</sub> concentrata costa meno (40,2 \$/mt) rispetto ai gas di combustione (57,2 \$/mt). Si considerano poi anche i costi di diffusori per l'iniezione dei gas che avviene controcorrente.
- Costi per il *mixing* del brodo di coltivazione tramite opportune pale o per il pompaggio all'interno delle tubazioni nei fotobioreattori. La funzione è il rimescolamento che evita zone di ombra alle microalghe sottostanti e

eccessiva esposizione, che causa inibizione fotosintetica, per quelle che si trovano sulla superficie e sono direttamente esposte alla radiazione solare. Le velocità di *mixing* ragionevoli sono 15-25 cm/sec.

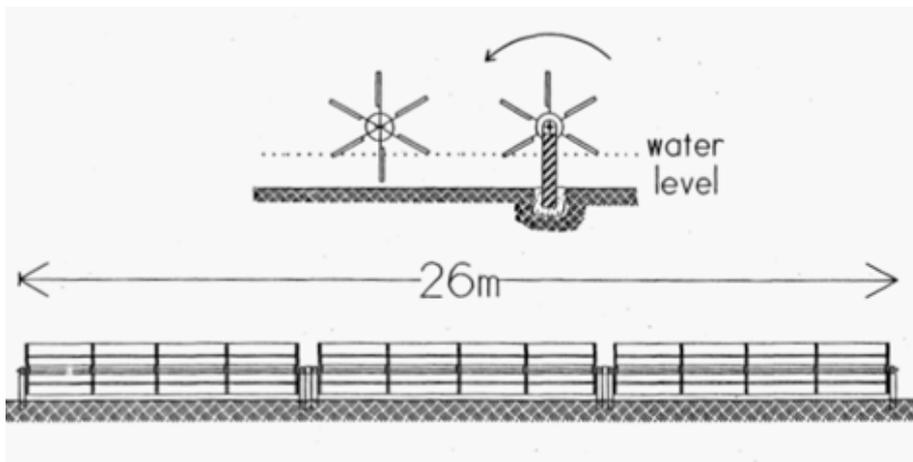


Immagine: *Paddle Wheels* design. Fonte: Benemann et al., 1996.

- Costi per la raccolta in tre step. Il primo è la flocculazione chimica che permette l'aggregazione delle microalghe, il secondo è il DAF (*Dissolved Air Flotation*) con cui si raccoglie la biomassa con concentrazione microalgale superiore all'8%, il terzo è la centrifugazione che ci permette di ottenere una maggiore concentrazione dal raccolto (molto ricco di acqua) e di estrarre i lipidi dalla biomassa somministrando insieme al processo un apposito solvente. Si considera un'efficienza di estrazione del 95% o più. Tramite centrifughe è possibile processare 20 m<sup>3</sup>/hr di biomassa post DAF, quindi con grande presenza di acqua, ovvero 440 m<sup>3</sup>/day assumendo il giorno di 22 ore. Assumendo una produttività microalgale di 45 g/m<sup>2</sup>/day, secondo Benemann e Oswald (1996), è necessaria una centrifuga ogni 70 ettari di vivaio.
- Altri costi sono: approvvigionamento di acqua; approvvigionamento dei nutrienti; trattamento per il riciclo dell'acqua processata.
- Costi per i consumi di elettricità necessari a: rimescolamento brodo di coltura (*mixing*) o per il pompaggio e la gestione dei fotobioreattori ; raccolta

e successivo processamento della biomassa; pompaggio di acqua; pompaggio di CO<sub>2</sub>.

- Costi dei nutrienti (P, N, Fe) con un riciclo del 75% di azoto e del 50% di fosforo.
- Costi per la manutenzione e assicurazione dei beni prodotti.

Nella presente analisi i costi sono stimati per 1 ettaro di sistema di coltivazione. I valori ripresi dai dati pubblicati da Benemann e Oswald (1996) sono stati rivalutati secondo un tasso di inflazione del 2,5% all'anno per i 14 anni che vanno dal 1997 al 2011. In più è stato fatto un passaggio di valuta da \$ a € secondo questo cambio 1 \$ = 0,7 €.

Per quanto riguarda la produttività si considera un valore medio di 30 g/m<sup>2</sup>/day con un contenuto di lipidi, molto ottimista, del 60%.

#### *Analisi Capital Costs*

La tabella sui *capital costs* relativa alla coltivazione tramite *open ponds* evidenzia un investimento di 79.368 € per ogni ettaro del sistema di coltivazione da realizzare.

I costi sono stati così suddivisi:

- *Growth ponds*: elementi e componenti necessari alla preparazione del sito, alla costruzione e rivestimento delle vasche, al mescolamento dell'acqua e alla diffusione della CO<sub>2</sub>.
- *Supply system costs and others*: comprende sia costi per sistemi necessari all'approvvigionamento di acqua, CO<sub>2</sub> e nutrienti sia costi per il consumo di energia elettrica, strumentazione varia e per la realizzazione di strade e vie all'interno e all'esterno del sistema.
- *Downstream treatment*: costi per la raccolta e l'estrazione che comprende tutte le apparecchiature e i macchinari per la flocculazione, flottazione ad aria disciolta e centrifugazione. Rappresenta la voce di costo di maggior peso sul totale degli investimenti.
- *Other capital costs factor*: costi per la progettazione, la gestione, la supervisione e costi di *start up* del progetto.

Tutte le voci sono riportate nella tabella seguente.

Open Ponds		
Capital Costs	[€/ha]	
<b>Growth Ponds:</b>		
Pond levees, geotextiles	4.945	
Site preparation, grading, compacting	4.451	
Mixing system (paddle wheels)	4.847	
CO <sub>2</sub> sumps diffusers	8.704	
<b>Subtotal</b>	<b>22.947</b>	
<b>Supply Systems Costs and Others:</b>		
Water supply system (piping and channels)	4.550	
CO <sub>2</sub> supply and distribution	7.913	
Nutrient supply to system	742	
Building, roads, drainage, etc.	1.978	
Electrical costs for construction	1.978	
Instrumentation and machinery	495	
<b>Subtotal</b>	<b>17.656</b>	
<b>Downstream Treatment:</b>		
Flocculation and dissolved air flotation	8.901	
Centrifugation and oil extraction	10.509	
<b>Subtotal</b>	<b>19.410</b>	
<b>Total 1</b>	<b>60.013</b>	
<b>Other Capital Costs Factor:</b>		
Engineering, design	6.001	10% of total 1
Start up costs	3001	5% of total 1
<b>Total 2</b>	<b>69.015</b>	
Contingency, supervision and management overhead	10.353	15% of total 2
<b>Total Capital Costs</b>	<b>79.368</b>	

Tabella: *capital costs* per sistema di coltivazione con vasche all'aperto. Fonte: elaborazione dati Benemann et al., 1996.

Per quanto riguarda i fotobioreattori, i costi sono molto più alti rispetto al sistema con vasche appena analizzato. Il gap con gli *open ponds* può essere diminuito tramite una produttività migliore e realizzando sistemi di coltivazione su scala maggiore.

Per quanto riguarda la produttività, come già discusso, se le condizioni operative sono le medesime non c'è ragione di pensare che i fotobioreattori permettano di ottenere maggiore biomassa algale rispetto agli *open ponds*. Altresì il raggiungimento di economie di scala aumentando l'estensione del

vivaio di coltivazione non è così ovvio. Infatti le apparecchiature di agitazione, gli scambiatori di gas, il rifornimento di nutrienti, i sistemi di raccolta e quelli di controllo, avendo dimensioni unitarie relativamente piccole, devono essere tutti replicati e fatti funzionare centinaia di volte elevando i costi rispetto ad un sistema *open ponds*.

E' stato anche considerato un incremento del 50 e del 100% dei costi legati alla raccolta e processamento della biomassa (vengono considerate le stesse tecnologie degli *open ponds*) a causa proprio della scala inferiore del sistema basato su fotobioreattori.

Il totale per ettaro è di 1.275.540 €. Il sistema necessita di un abbattimento dei costi legati a materiali e componenti e una produttività decisamente maggiore delle coltivazioni in vasche all'aperto.

Photobioreactor		
Capital Costs	[€/ha]	
<b>Microalgae Production:</b>		
Photobioreactor	1.020.000	
Control instruments	0	included in PBR cost
Polyethylene tubes	0	included in PBR cost
Software	0	included in PBR cost
Sensors	0	included in PBR cost
Pumps	0	included in PBR cost
Buildings, roads, drainage, etc.	1.978	
<b>Subtotal</b>	<b>1.021.978</b>	
<b>Downstream treatment:</b>		
Flocculation and dissolved air flotation	13.352	increased by 50%
Centrifugation and oil extraction	21.018	increased by 100%
<b>Subtotal</b>	<b>34.370</b>	
<b>Total 1</b>	<b>1.056.348</b>	
<b>Other Capital Costs Factor:</b>		
Engineering, design	0	included in PBR cost
Start up costs	52.817	5% of total 1
<b>Total 2</b>	<b>1.109.165</b>	
Contingency, supervision and management overhead	166.375	15% of total 2
<b>Total Capital Costs</b>	<b>1.275.540</b>	

Tabella: capital costs per un sistema basato su PBR. Fonte: elaborazione dati Benemann et al., 1996.

- Pond Leeves
- Mixing system
- Water supply system
- Nutrient supply system
- Electrical costs for construction
- Downstream treatment
- Start up costs
- Site preparation
- CO2 sumps diffusers
- CO2 supply system
- Building, roads
- Instrumentation
- Engineering
- Contingency

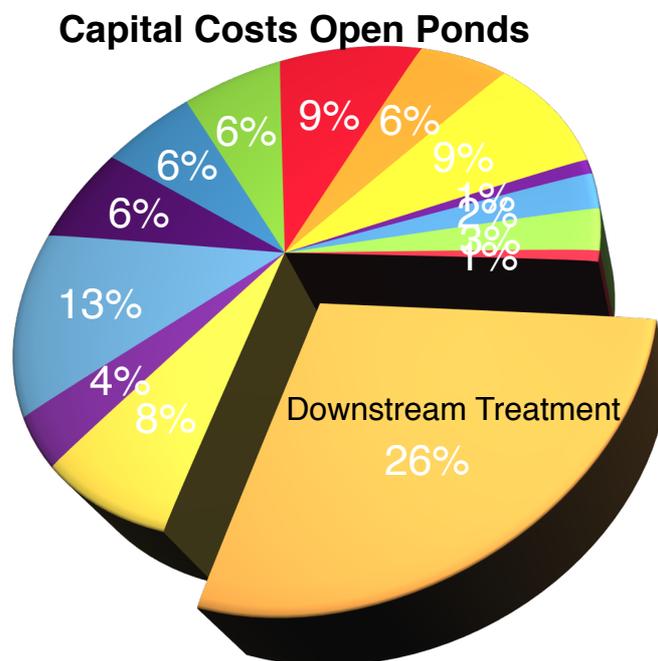


Grafico: valore percentuale delle singole voci dei *capital cost* per gli *open ponds*.

La voce che incide di più sui *capital cost* (26%) è il *downstream treatment* che comprende flocculazione, DAF, centrifugazione ed estrazione. E' uno dei principali fattori oggetto di analisi, la raccolta della biomassa microalgale a basso costo resta una grande sfida per il settore di ricerca e sviluppo.

Senza questi miglioramenti non è possibile raggiungere l'obiettivo di applicare questi sistemi biologici alla produzione di *biofuels* competitivi con quelli di origine fossile.

La ricerca si sta muovendo nella direzione della bioflocculazione da associare alla centrifugazione per avere un sistema a basso costo.

*Analisi Operating Costs*

Sulla base dei consumi riportati da Benemann e Oswald (1996) è stata calcolata la domanda di energia per gli *open ponds* per le seguenti operazioni: sistema di *mixing* del brodo di coltura; raccolta e centrifugazione; pompaggio di acqua; pompaggio di CO<sub>2</sub>; altri.

Calcolato la domanda giornaliera di kWh, questo valore è stato moltiplicato per 365 al fine di ottenere la domanda annuale di energia elettrica.

Si assume, sulla base del confronto dei prezzi di 1 kWh in vari paesi, un valore di 0,1031 €/kWh.

Daily Energy Demand		
Energy Demand	[kWh/day/ha]	
Mixing (paddle wheel)	20	
Harvesting (settling, DAF)	4,1	
Centrifugation	13,3	
Water pumping	13,3	
CO <sub>2</sub> pumping	25	Distance from a CO <sub>2</sub> source 2 km
Other	4	
<b>Total Energy Demand</b>	<b>79,7</b>	

Tabella: domanda giornaliera di energia elettrica per *open ponds*. Fonte: elaborazione dati Benemann et al., 1996.

Yearly Energy Costs		
Total daily energy demand	[kWh/day/ha]	79,70
Days of operation		365
Total yearly energy demand	[kWh/day/ha]	29.090,5
Industrial electricity rates	[€/kWh]	0,1031
Daily energy cost	[€/ha/day]	8,22
Yearly energy cost	[€/ha/yr]	2998,50

Tabella: costi per il consumo annuale di energia elettrica calcolato per gli *open ponds*. Fonte: elaborazione dati Benemann et al., 1996.

Le tabelle seguenti riportano invece gli *operating cost* rispettivamente per gli *open ponds* e per i fotobioreattori.

Si assume un costo pari a zero della CO<sub>2</sub> ipotizzando che il nostro sistema di coltivazione sia associato a una centrale di potenza.

Open Ponds		
Operating Costs	[€/ha/yr]	
Land cost	200	
Power (yearly energy costs)	2.999	
Flocculants	989	
Nutrient	890	
CO <sub>2</sub>	0	
Waste disposal	989	
Maintenance, Insurance	3.968	5% of total capital costs
Labor and overheads	2.967	
<b>Total Operating Costs</b>	<b>13.002</b>	

Tabella: *operating costs* per un sistema *open ponds*. Fonte: elaborazione dati Benemann et al., 1996.

Photobioreactor		
Operating Costs	[€/ha/yr]	
Land cost	200	
Power (yearly energy costs)	2.999	
Flocculants	1.236	increasing by 25%
Nutrient	1.112	increasing by 25%
CO <sub>2</sub>	0	
Waste disposal	989	
Maintenance, Insurance	63.777	5% of total capital costs
Labor and overheads	2.967	
<b>Total Operating Costs</b>	<b>73.280</b>	

Tabella: *operating costs* per un sistema con fotobioreattori. Fonte: elaborazione dati Benemann et al., 1996.

Per il sistema con fotobioreattori è stato ipotizzato che la domanda di energia sia identica agli *open ponds*. Come per i *capital costs* emergono dei costi notevolmente superiori adottando la tecnologia dei PBR.

In particolare la voce che contribuisce maggiormente è quella legata alla manutenzione in cui le operazioni di raffreddamento e pulizia rappresentano notevoli fattori di costo.

In breve, in considerazione della mancanza di particolari vantaggi, dei molti limiti e, cosa più importante, dei loro costi elevati, i fotobioreattori non sono utilizzabili per la produzione di biocarburanti da microalghe e per la riduzione dei gas serra e neanche per il trattamento di acque reflue.

Il loro utilizzo è legato alla produzione di biomassa da cui è possibile ottenere prodotti ad alto valore quali integratori alimentari, nutrienti e prodotti con potenziali di 1.000 \$/ton.

#### *Analisi Costo Barile di Olio Estratto*

Focalizzando la nostra analisi sugli *open ponds*, a causa dei costi e dei differenti impieghi dei fotobioreattori, è fondamentale valutare il costo di 1 barile di olio estratto, che attraverso successivi trattamenti ci permetterà di ottenere biodiesel.

Si assume una produttività media delle microalghe di 30 g/m<sup>2</sup>/day, un contenuto di olio del 50% e un'efficienza di raccolta ed estrazione con centrifuga del 95%.

<b>Costs €/Barrel of oil</b>			
<b>Productivity: 30 g/m<sup>2</sup>/day</b>			
<b>Oil Content: 50%</b>			
Total capital costs	[€/ha]	79.368	
Total production of biomass	[ton/ha/yr]	109	
Capital costs	[€/ton·yr]	728	
Oil extracted	[ton/ha/yr]	52	Recovery of 95%
Barrels of oil	[barrel/ha/yr]	327	
<b>Capital Costs €/Barrel/yr</b>		243	
Total operating costs	[€/ha/yr]	13.002	
<b>Operating Costs €/Barrel</b>		39	
CO <sub>2</sub> mitigation credits		-10	
Annualized capital costs	[€/Barrel]	48	0,2·Capital Costs
<b>Total Costs €/Barrel</b>		77	

Tabella: costo di 1 barile di olio estratto dalla biomassa algale. Fonte: elaborazione dati Benemann et al., 1996.

Risulta un valore di 77 €/barile ovvero un costo di 0,48 €/litro di olio estratto.

La ricerca negli ultimi 17 anni ha comunque apportato sviluppo tecnologico, migliori conoscenze nella selezione della specie algale maggiormente produttiva e maggior efficienza dell'intero processo diminuendo quindi le voci di costo che sono riferite al 1996.

Ipotizzando invece di coltivare una microalga con produttività media di 45 g/m<sup>2</sup>/day, un contenuto di olio del 60% e un miglioramento nell'estrazione pari al 99% il costo del barile diminuisce notevolmente. Sulla base di queste ipotesi il costo stimabile è di 35 €/barile, cioè 0,22 €/litro estratto. Il costo si dimezzerebbe, anche se le ipotesi che sono state fatte sono ottimistiche e non sono ancora state provate per sistemi di coltivazione di grandi dimensioni.

Sulla base dei dati appena illustrati è interessante verificare la competitività di biodiesel da microalghe confrontando i costi di estrazione e di produzione con il petrolio e le altre biomasse. Questi costi, soprattutto per le biomasse terrestri, sono difficili da quantificare poiché sono basati sul prezzo delle materie prime agricole e del combustibile, sul metodo di produzione e sulle differenze fra Paesi; differenze che includono sia le tecniche agronomiche che la tassazione sui combustibili.

	<b>Costo Estrazione Olio/Greggio</b>	<b>Costo Produzione Diesel/Biodiesel</b>
<b>Tipo:</b>		
Petrolio	5-25* €/Barrel ⇒ 0,03-0,16 €/litro	0,20-0,30 €/litro
Soia	/	0,80 €/litro
Canola	/	1,2 €/litro
Microalghe	35-77 €/Barrel ⇒ 0,22-0,48 €/litro	0,50-0,70 €/litro

Tabella: confronto fra costi di olio e greggio e produzione di diesel e biodiesel. Fonti: Benemann et al., 1996; David Pimentel<sup>160</sup>.

<sup>160</sup> D. Pimentel, *Produzione di Biodiesel*, College of Agriculture and Life Sciences Cornell University (USA).

La variazione, nella tabella, del costo di estrazione del greggio fra 5 e 25 euro per barile, dipende dal fatto che i pozzi esistenti si stanno prosciugando e quindi ai costi fino ad oggi sostenuti si devono sommare gli investimenti in esplorazioni e quelli in tecnologie più costose per avere estrazioni più efficaci. Nonostante gli studi e la ricerca i carburanti da petrolio hanno attualmente un costo di produzione inferiore e solo l'aumento del prezzo del barile permetterebbe una competitività del biodiesel.

Tuttavia si può evidenziare che il processo di produzione di biocombustibili da microalghe è promettente ed ha produttività e costi, rispetto alle altre biomasse, decisamente migliori. Solo il biodiesel ottenuto dalla *Jatropha*, una pianta indiana, risulta competitivo in termini di costi con il petrolio e le microalghe.

*Potenziale e Barriere*

<b>Potenziale</b>	<b>Barriere</b>
Velocità crescita	Produttività su larga scala
Elevata produttività	Costi elevati raccolta e processamento
Elevato contenuto di oli	Impatto idrico e territorio
Abbattimento CO <sub>2</sub>	Mancanza terreni estesi accanto a centrali elettriche
Versatilità	
Nessun conflitto con coltivazioni ad uso alimentare	
Trattamento acque reflue	
Sequestro CO <sub>2</sub> impianti potenza	

Tabella: confronto potenziale e barriere per la produzione di *biofuel* da biomassa algale.

Sulla base dei più recenti studi condotti dal *Department of Energy* del governo americano, degli ingenti investimenti effettuati da compagnie petrolifere quali Exxon e dei progetti come quello della Synthetic Genomics a La Jolla in California si intravede nelle microalghe una potenziale risorsa in grado di competere nella produzione di *biofuels* con le fonti fossili.

Il tempo di sviluppo e affermazione di risorse quali carbone e petrolio è di almeno un secolo. Ecco perchè le microalghe, godendo della ricerca scientifica, hanno la possibilità di fare passi in avanti migliorando o trovando soluzioni a quegli aspetti che ancora non rendono competitiva questa biomassa come fonte energetica.

Sicuramente contribuiscono all'abbattimento di CO<sub>2</sub>, fissandola nella fase di crescita, rappresentando quindi una delle possibili soluzioni al problema delle emissioni. Le microalghe fissano la CO<sub>2</sub> presente in atmosfera oppure quella espulsa dalle centrali termoelettriche. Il problema delle centrali è che molto spesso non dispongono di ampie superfici limitrofe da dedicare alla coltivazione su larga scala.

E' integrabile quindi con impianti di potenza ma trova anche spazio come strumento per il trattamento di acque reflue.

Il potenziale delle microalghe è inoltre legato a fattori come elevata velocità di crescita, elevata produttività ed elevato contenuto di oli. I dati trattati fanno riferimento al 1996. E' lecito pensare che la ricerca e il progresso tecnologico abbiano permesso di fare passi in avanti, anche se riscontri effettivi e concreti sulle produttività su larga scala ipotizzate nell'analisi economica ancora non ci sono.

Il processo di coltivazione ha raggiunto un miglior controllo sui parametri che influenzano produttività, velocità di crescita e contenuto di lipidi. Il progresso tecnologico ha verosimilmente diminuito il costo di macchinari e tecnologie impiegate. La sfida futura è tuttavia la ricerca di soluzioni e tecnologie in grado di abbattere quei costi che ancora non rendono i *biofuels* da microalghe competitivi con quelli di origine fossile. L'impegno nella produzione di biocarburanti è fondamentale visto le recenti linee guida della Commissione Europea che ha promulgato la Direttiva Biocarburanti (2003/30/EC, 8 Maggio 2003) che prevede il raggiungimento del 5,75% di

biocarburanti al 2010, obiettivo che successivamente il Consiglio Europeo, nel marzo 2007, ha innalzato al 10% nel 2020.

La versatilità di questa biomassa è dovuta alla numerosa varietà di specie selezionabili in funzione dei fattori appena citati. Questa versatilità è anche riscontrabile, conseguentemente, nei prodotti finali che possono essere ottenuti. Il ciclo teorico sarebbe quello di una bioraffineria in grado di produrre contemporaneamente dalla stessa biomassa: proteine e nutrienti destinati all'industria alimentare e farmaceutica, biocombustibili (biodiesel, bioetanolo, metano) e biofertilizzanti.

Rispetto poi alle biomasse tradizionali non entrano in competizione con terreni e superfici dedicati all'agricoltura alimentare.

A fronte dell'enorme potenziale riscontrato, la ricerca internazionale sta cercando soluzioni biologiche e tecnologiche in grado di rendere concretamente competitiva la biomassa microalgale per la produzione di biocarburanti a basso costo.

## Conclusioni

Le risorse del pianeta non basteranno a garantire a tutti i suoi abitanti i livelli di consumo dei paesi occidentali. Se dovessimo spingere il mondo in quella direzione arriveremmo rapidamente al collasso. Eppure il mondo sta andando proprio in quella direzione. Miliardi di individui aspirano a copiare i nostri modelli di vita.

Per qualunque cinese, indiano, asiatico o africano la nostra organizzazione economica, i nostri servizi, la nostra sanità, i nostri consumi sono l'Eden. Com'è possibile, però, attribuire agli altri le stesse opportunità economiche e sociali di cui disponiamo se le risorse, contrariamente alle speranze, sono finite?

Processi produttivi più efficienti, razionalizzazione dei consumi di energia e la produzione di quantità crescenti di energia da fonti rinnovabili: questa è la ricetta al quesito appena posto.

Sappiamo che l'85% dell'energia deriva da fonti fossili ma non sappiamo con certezza, come, quando e con cosa potremo sostituirle. Cominciamo quindi a preoccuparci tutte le volte che facciamo benzina e i prezzi aumentano, del fatto che il petrolio possa esaurirsi più in fretta di quanto avevamo pensato. Immediatamente dopo, però, pensiamo che si possano trovare sostituti (biocarburanti) con cui alimentare le nostre auto di cui non possiamo fare a meno.

Secondo molti calcoli ci potremmo trovare in una situazione di scarsità di petrolio e di prezzi alti già molto prima del completo esaurimento. Le fonti fossili sono ancora disponibili per decenni, non sono però così abbondanti come si riteneva fino ad alcuni anni fa. Questo non significa che il problema si possa rimandare alle prossime generazioni: comincerà a farsi pressante molto prima.

Soprattutto, si devono seguire e sviluppare le fonti rinnovabili maggiormente promettenti superando gli ostacoli tecnici, logistici ed economici. Energia a basso costo che sostenga lo sviluppo industriale ed economico; questa è l'idea dei governi di tutti i Paesi.

Fino ad oggi abbiamo potuto scegliere la fonte migliore in termini di costo, alla fine, però, questa scelta potrebbe rivelarsi un lusso che non ci possiamo più permettere. Non è detto che, domani, potremo scegliere la fonte meno costosa e non dovremo, invece, rassegnarci a prendere semplicemente quella che è disponibile, costi quel che costi. Muoversi ora verso efficienza, razionalizzazione e sviluppo delle rinnovabili è il modello per non farsi trovare impreparati a questa scelta e cambiamento.

## Bibliografia

- D. Neinann, D. Feinberg, A. Hill, R. McIntosh, K. Terry, *Fuels from Microalgae: Technology Status, Potential and Research Requirements*, Solar Energy Research Institute prepared for U. S. Department of Energy, 1996.
- R. Benemann, J. Oswald, *System and economic analysis of microalgae ponds for conversion of CO<sub>2</sub> to biomass*, Final Report to the Department of Energy, Pittsburgh Energy Technology Center, 1996.
- R. Benemann et al., *Development of microalgae harvesting and high rate pond technologies in California*, in: Shelef G., Soeder C.J., *Algae biomass: production and use*, Amsterdam, Elsevier, 457-496.
- J.R. Benemann, *Biofixation of CO<sub>2</sub> and Greenhouse Gas Abatement with Microalgae—Technology Roadmap*, Final report to the US Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, 2003.
- S. Sim, A. Goh, E. W. Becker, *Comparison of Centrifugation, Dissolved Air Flotation and Drum Filtration Techniques for Harvesting Sewage-grown Algae*, Elsevier Applied Science Publishers 1988, p. 53.
- R. Benemann, *Algae Oil to Biofuels*, Workshop 2008.
- Z. Harith, F. Yousoff, M. Mohamed, *Effect of different flocculants on the flocculation performance of microalgae, Chaetoceros calcitrans, cells*, African Journal of Biotechnology Vol. 8 (21), pp. 5971-5978, 2008.
- E. Molina Grima, E. Belarbi, A. Fernandez, A. Medina, Y. Chisti, *Recovery of microalgal biomass and metabolites: process options and economics*, Biotechnology Advances 20 (2003) 491–515.
- T. Mata, A. Martins, N. Caetano, *Microalgae for biodiesel production and other applications: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 217–232.

- A. Demirbas, *Comparison of transesterification methods for production of biodiesel from vegetable oils and fats*, Energy Conversion and Management 49 (2008) 125–130.
- E. Belarbi, E. Molina, Y. Chisti, *A process for high yield and scaleable recovery of high purity eicosapentaenoic acid esters from microalgae and fish oil*, Enzyme and Microbial Technology 26 (2000) 516–529.
- H. Matsumoto et al., *Carbon dioxide fixation by microalgae photosynthesis using actual flue gas discharged from a boiler*, «Applied Biochemistry and Biotechnology», 51/52, 681-692.
- X. Miao, K. Wu, *Biodiesel production from heterotrophic microalgal oil*, Bioresource Technology 97 (2006) 841–846.
- Y. Chisti, *Biodiesel from microalgae*, Biotechnology Advances xx (2007) xxx–xxx.
- K. Tsukahara, S. Sawayama, *Liquid fuel production using microalgae*, Journal of the Japan Petroleum Institute, 48, (5), 251-259 (2005).
- G. Dragone, B. Fernandes, A. Vicente, A. Teixeira, *Third generation biofuels from microalgae*, Institute for Biotechnology and Bioengineering, Centre of Biological Engineering, University of Minho, Campus de Gualtar, 4710-057 Braga, Portugal.
- A.G. Chakinala, D.W.F.W. Brilman, W.P.M. van Swaaij, S. Kersten, *Catalytic and Non-catalytic Supercritical Water Gasification of Microalgae and Glycerol*, 2009.
- P. Nigam, A. Singh, *Production of liquid biofuels from renewable resources*, Progress in Energy and Combustion Science. 2010.
- J. Singh, S. Gu, *Commercialization potential of microalgae for biofuels production*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 2596–2610.
- F. Barbato, *Tecniche di coltura di microalghe*, Enea 2009.
- R. Benemann, P. Pedroni, *Biofissazione di CO<sub>2</sub> fossile mediante microalghe per l'abbattimento dei gas serra*, Sez. Nuovi Sviluppi: Energia, Trasporti, Sostenibilità, Treccani.

- S. Sawayama, T. Minowa, SY Yokoyama, Possibility of renewable energy production and CO<sub>2</sub> mitigation by thermochemical liquefaction of microalgae. *Biomass and Bioenergy*, 1999.
- H. Fukuda, A. Kondo, and H. Noda, *Biodiesel fuel production by transesterification of oils*, *Journal of bioscience and bioengineering*, 92(5): 405–416, 2001.
- A. Demirbas, *Comparison of transesterification methods for production of biodiesel from vegetable oils and fats*, *Energy Conversion and Management*, 49(1):125–130, 2008.
- M. Aresta, A. Dibenedetto, and G. Barberio, *Utilization of macro-algae for enhanced CO<sub>2</sub> fixation and biofuels production: Development of a computing software for an LCA study*. *Fuel Processing Technology*, 86 (14-15):1679–1693, 2005.
- J. Weissman, R. Goebel, *Design and analysis of microalgal open pond systems for the purpose of producing fuels*, Solar Energy Research Institute, SERI/STR-231-2840.
- M. Heasman, J. Diemar, W. O' Connor, *Development of extended shelf-life microalgae concentrate diets harvested by centrifugation for bivalve molluscs*, *Aquaculture Research*, 2000, 31, 637±659.
- C. Pizarro, W. Mulbry, D. Biersch, and P. Kangas, *An economic assessment of algal turf scrubber technology for treatment of dairy manure effluent*, *Ecological engineering*, 26(4):321–327, 2006.
- T. Kalnes, T. Marker, and D.R. Shonnard, *Green diesel: A second generation biofuel*, *International Journal of Chemical Reactor Engineering*, 5 (A48), 2007.
- P. Spolaore, C. Joannis-Cassan, E. Duran, A. Isambert, *Commercial applications of microalgae*, *Journal of Bioscience and Bioengineering*, 101 (2):87–96, 2006.
- I. Woertz, A. Feffer, T. Lundquist, Y. Nelson, *Algae Grown on Dairy and Municipal Wastewater for Simultaneous Nutrient Removal and Lipid Production for Biofuel Feedstock*, *Journal of Environmental Engineering*, 1:78, 2009.

- H.W. Yen and D.E. Brune, *Anaerobic co-digestion of algal sludge and waste paper to produce methane*, *Bioresource technology*, 98(1):130–134, 2007.
- A. Demirbas, *Hydrogen from Mosses and Algae via Pyrolysis and Steam Gasification*, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 32(2):172–179.
- HB Goyal, D. Seal, and RC Saxena, *Biofuels from thermochemical conversion of renewable resources: A review*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(2):504–517, 2008.
- M. Cooney, G. Young, and N. Nagle, *Extraction of Bio-oils from Microalgae*, *Separation & Purification Reviews*, 38(4):291–325, 2009.
- R. Divakaran and VN Sivasankara Pillai, *Flocculation of algae using chitosan*, *Journal of Applied Phycology*, 14(5):419–422, 2002.
- D. Bilanovic, A. Sukenik, *Flocculation of microalgae with cationic polymers —effects of medium salinity*, *Biomass* 17: 65-76.
- B. Sialve, N. Bernet, O. Bernard, *Anaerobic digestion of microalgae as a necessary step to make microalgal biodiesel sustainable*, *Biotechnology Advances* 27 (2009) 409–416.
- D. Stepan, R. Shockey, T. Moe, *Carbon dioxide sequestering using microalgal system*, U. S. Department of Energy (2002).
- P. Pedroni, G. Lamenti, G. Prosperi, L. Ritorto, G. Scolla, F. Capuano, *Enitecnologie R&D Project On Microalgae Biofixation Of CO2: Outdoor Comparative Tests Of Biomass Productivity Using Flue Gas CO2 From a NGCC Power Plant*, Environmental Technology Research Center.
- L. Castagna, *Il pianeta in riserva*, Bologna, ed. Pendragon 2008.
- U. Bardi, *La fine del petrolio*, Roma, ed. Editori Riuniti, 2003.
- M. Ricci, *Atlante ragionato delle fonti di energia rinnovabile e non*, Bologna, ed. Muzzio, 2010.
- R. Heinberg, *La festa è finita*, Roma, ed. Fazi, 2003.
- R. Heinberg, *Senza petrolio*, Roma, ed. fazi, 2008.
- Enea, *Le fonti rinnovabili 2010*, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, 978-88-8286-224-4.
- S. Kuthz, *Energia e sviluppo sostenibile*, ed. Rubbettino, 2005.

- L. Maugeri, *L'era del petrolio*, ed. Feltrinelli, 2006.
- A. Keramane, *L'energia e la sua distribuzione, petrolio, gas naturale, elettricità*, ed Jaca Book, 1996.
- G. Augieri, *Cambiare per sopravvivere: la questione energetica in Italia*, ed. Rubbettino, 2002.
- S. Enderlin, *Black out: miti e realtà della questione energetica*, ed. Il Saggiatore, 2010.
- L. Reteuna, *E dopo? Energie Rinnovabili per tutti*, ed. Effata, 2009.
- A. Bartolazzi, *Le energie rinnovabili*, ed. Hoepli 2005.

## Sitografia

- <http://www.eia.gov/>
- <http://www.iea.org/>
- <http://www.bp.com/bodycopyarticle.do?categoryId=1&contentId=7052055>
- [http://europa.eu/pol/ener/index\\_it.htm](http://europa.eu/pol/ener/index_it.htm)
- <http://www.enea.it/it>
- <http://www.rinnovabili.it/>
- <http://www.nomisma.it/>
- <http://www.isprambiente.gov.it/site/it-IT/>
- [http://www.universityofcalifornia.edu/sustainability/renewable\\_energy.html](http://www.universityofcalifornia.edu/sustainability/renewable_energy.html)
- <http://www.therenewableenergycentre.co.uk/>
- [http://www.sciencedaily.com/news/earth\\_climate/renewable\\_energy/](http://www.sciencedaily.com/news/earth_climate/renewable_energy/)
- <http://www.energy.ca.gov/renewables/>
- [http://www.minambiente.it/home\\_it/showitem.html?lang=&item=/documenti/biblioteca/biblioteca\\_0219\\_a.html](http://www.minambiente.it/home_it/showitem.html?lang=&item=/documenti/biblioteca/biblioteca_0219_a.html)
- <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/>
- <http://www.worldenergyoutlook.org/2008.asp>
- <http://www.eia.gov/oiaf/ieo/world.html>
- [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2008/STAGING/local\\_assets/2010\\_downloads/2030\\_energy\\_outlook\\_booklet.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/2030_energy_outlook_booklet.pdf)
- <http://www.theoil drum.com/>
- <http://www3.varesenews.it/blog/ambiente/jrcispra/?post=216>
- [http://www.enea.it/produzione\\_scientifica/pdf\\_volumi/V2010-REA2009.pdf](http://www.enea.it/produzione_scientifica/pdf_volumi/V2010-REA2009.pdf)
- [http://www.eia.gov/oiaf/ieo/nat\\_gas.html](http://www.eia.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html)
- [http://www.assofinance.eu/linea58/download/Natural\\_Gas\\_Presentation\\_last\\_version\\_.pdf](http://www.assofinance.eu/linea58/download/Natural_Gas_Presentation_last_version_.pdf)
- <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9023780&contentId=7044476>

- <http://www.energywatchgroup.org/Mission.11+M5d637b1e38d.0.html>
- [http://www.opec.it/userfiles/Gassificazione\\_del\\_carbone.pdf](http://www.opec.it/userfiles/Gassificazione_del_carbone.pdf)
- [http://www.orizzontenergia.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=1155&Itemid=2226](http://www.orizzontenergia.com/index.php?option=com_content&view=article&id=1155&Itemid=2226)
- [http://it.wikipedia.org/wiki/Reattore\\_nucleare\\_a\\_fissione](http://it.wikipedia.org/wiki/Reattore_nucleare_a_fissione)
- [http://www.magazine.unibo.it/NR/rdonlyres/8DC05497-2EDF-4810-AF06-188775126507/26226/Intervista\\_EnricoLorenzini.pdf](http://www.magazine.unibo.it/NR/rdonlyres/8DC05497-2EDF-4810-AF06-188775126507/26226/Intervista_EnricoLorenzini.pdf)
- <http://cerca.unita.it/?key=Enrico+Lorenzini&first=1&orderby=1&f=fir&dbt=arc>
- [http://servizi.ene.it/visitacentrali/mochovce/index\\_it.asp](http://servizi.ene.it/visitacentrali/mochovce/index_it.asp)
- <http://www.enea.it/focus-fissione-nucleare/costi.html>
- <http://www.terna.it/>
- [http://www.eni.com/it\\_IT/home.html](http://www.eni.com/it_IT/home.html)
- <http://www.diarioeuropeo.it/pages/012005/index.asp>
- <http://www.diarioeuropeo.it/pages/012005/14.lorenzini.pdf>
- <http://www.aige.unibo.it/sessione4.htm>
- [http://www.enea.it/produzione\\_scientifica/pdf\\_brief/Barbato\\_Microalghe.pdf](http://www.enea.it/produzione_scientifica/pdf_brief/Barbato_Microalghe.pdf)
- <https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/1962/1/Antonio%20Mazzitelli%20-%20Produzione%20di%20Energia%20ed%20Elettricit%C3%A0%20da%20Alghe.pdf>
- [http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre\\_ree/Tecnologia\\_e\\_Sienze\\_applicate/enciclopedia/italiano\\_vol\\_3/837-862\\_ita.pdf](http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_ree/Tecnologia_e_Sienze_applicate/enciclopedia/italiano_vol_3/837-862_ita.pdf)
- <http://spg.ucsd.edu/algae/pdf/Massingill,%20Kent%20Bioenergy%20Feb%2012%20'09.pdf>
- <http://www.nrel.gov/biomass/pdfs/lundquist.pdf>
- [http://www.retiar.eu/wp-content/uploads/Microalghe\\_Capitano\\_ENI\\_Monterotondo.pdf](http://www.retiar.eu/wp-content/uploads/Microalghe_Capitano_ENI_Monterotondo.pdf)
- <http://didattica.dma.unifi.it/WebWrite/pub/Corsi/MaterialeDidattico20052006/Trattamentianaerobici.pdf>
- <http://www.repubblica.it/>
- [http://www.lastampa.it/redazione/default\\_e.htm](http://www.lastampa.it/redazione/default_e.htm)
- <http://www.corriere.it/>

- <http://www.ilsole24ore.com/>
- <http://www.centuria-rit.com/centuria/shared/res/companies/-3529329303360169978/attach/Trattamento%20sui%20reflui.pdf>
- <http://www.sartec.com/co2capture.pdf>
- <http://www.tuttogreen.it/biodiesel-dalle-alghe-come-si-ricava-e-come-funziona/>

*Ringraziamenti*

*Ringrazio la gentilissima Prof. Alessandra Bonoli per i suggerimenti e i consigli riguardo i temi trattati in questa tesi nonché per l'eccellente sostegno durante il periodo di lavoro.*