



Società Italiana di Fisica

ENERGIA IN ITALIA: PROBLEMI E PROSPETTIVE (1990 - 2020)

***UNO STUDIO A CURA DELLA
SOCIETÀ ITALIANA DI FISICA - SIF***

APRILE 2008



Indice

PREMESSA	p. 6
1. L'ITALIA E LE SFIDE ENERGETICHE	12
1.1 Introduzione	
1.2 L'energia in Italia	
1.2.1 Il settore elettrico	
1.3 Le emissioni di gas serra in Italia	
1.3.1 Il settore elettrico	
1.4 Efficienza energetica dell'Italia	
2. ENERGIA DA FONTI FOSSILI	22
2.1 Introduzione	
2.2 Il carbone	
2.3 Il petrolio	
2.4 Il gas naturale	
3. ENERGIA IDRAULICA	32
3.1 Stato attuale	
3.2 Tendenze future	
4. ENERGIA DA SORGENTI GEOTERMICHE	35
4.1 Introduzione	
4.2 Le tecnologie	
4.3 La situazione attuale	
4.4 Le prospettive future	
4.5 Lo sfruttamento delle sorgenti di bassa entalpia	
4.6 Conclusioni	
5. ENERGIA DALLE BIOMASSE	41
5.1 Introduzione	
5.2 Uso delle biomasse per la produzione di energia termica/elettrica	
5.3 Valorizzazione energetica dei rifiuti	
5.4 La produzione di biocarburanti da biomasse	
5.5 Aspetti ambientali e sociali	
5.6 La situazione in Italia	
6. ENERGIA NUCLEARE DA FISSIONE	56
6.1 Stato e prospettive dell'energia nucleare da fissione nel mondo	
6.2 Sguardo particolare all'Unione Europea: politica energetica e questioni ambientali	
6.3 Ripresa nucleare italiana	
6.3.1 La situazione	
6.3.2 L'Italia e l'opzione nucleare	
6.4 Prospettive e problematiche dell'energia nucleare da fissione	
Appendice: Proliferazione del nucleare	

7.	ENERGIA NUCLEARE DA FUSIONE	69
7.1	Introduzione	
7.2	Ricerche sulla fusione inerziale	
7.3	Ricerca sulla fusione magnetica	
7.4	Il progetto ITER e il “broader approach”	
7.5	Strategia e tappe verso la fusione commerciale	
7.6	Ricerche sulla fusione in Italia	
7.7	Sostenibilità ed economia della fusione	
7.8	Conclusioni	
8.	SORGENTI FOTOVOLTAICHE	81
8.1	L’energia fotovoltaica	
8.2	Competitività dell’energia fotovoltaica e mercato globale attuale	
8.3	La situazione italiana	
8.4	Verso un mercato del fotovoltaico affrancato dal supporto degli incentivi	
8.5	Le tecnologie mature per il mercato	
8.5.1	Il fotovoltaico a concentrazione	
8.5.2	Il film sottile di CdTe in Italia	
8.5.3	Previsione di crescita entro il 2020	
9.	SORGENTI FOTOTERMICHE	95
9.1	Introduzione	
9.2	Solare termico a bassa temperatura	
9.3	Solare termico a media-alta temperatura	
9.4	Problemi principali nella generazione di energia tramite centrali solari ad alta temperatura	
9.5	Due tipologie con caratteristiche opposte	
9.5.1	Il progetto Archimede	
9.5.2	Le centrali a Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR)	
9.5.3	Prospettive di mercato	
10.	SORGENTI EOLICHE	106
10.1	Introduzione	
10.2	Valutazione del potenziale della risorsa eolica in Italia	
10.3	Prospettive dell’eolico <i>off-shore</i>	
11.	ENERGIA ELETTRICA	111
11.1	Introduzione	
11.2	Consumo e produzione di energia elettrica in Italia	
11.3	Impianti di produzione italiani. Potenza installata e fattori di utilizzazione	
11.4	L’importazione di energia elettrica	
11.5	Confronto col parco di generazione europeo	
11.6	Proiezione di consumi e produzione fino al 2020	
11.6.1	Produzione da rinnovabili	
11.6.2	Produzione da nucleare e/o importazione	
11.6.3	Produzione termica e considerazioni generali	
11.7	Emissioni di anidride carbonica	
11.7.1	Il peso del settore energetico nel contesto nazionale	

11.7.2	Confronti internazionali	
11.7.3	Analisi della produzione di CO ₂ dal sistema elettrico	
11.7.4	Proiezione delle emissioni di CO ₂ al 2020	
11.8	La ricerca nel settore elettrico	
12.	CATTURA E SEQUESTRO DELLA CO₂	127
12.1	Introduzione	
12.2	La cattura della CO ₂	
12.3	Il trasporto della CO ₂	
12.4	Il sequestro della CO ₂	
12.5	La situazione della ricerca in Italia	
12.6	Prospettive per l'applicazione	
13.	L'IDROGENO COME VETTORE	132
13.1	Introduzione	
13.2	Modalità di produzione dell'idrogeno	
13.3	Immagazzinamento dell'idrogeno	
13.4	L'idrogeno come combustibile	
14.	EFFICIENZA E RISPARMIO ENERGETICO	135
14.1	Introduzione	
14.2	L'evoluzione dell'intensità energetica	
14.3	Il potenziale di riduzione dei consumi	
14.4	Miglioramenti tecnologici: fattore 4 e oltre	
14.5	Le politiche dell'efficienza energetica	
14.6	Attori del cambiamento	
14.7	Conclusioni	
15.	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	146
15.1	Introduzione	
15.2	Il quadro di riferimento europeo	
15.3	Proiezioni dei consumi e della produzione di energia al 2020	
15.3.1	Il settore elettrico	
15.3.2	Il settore del trasporto e del riscaldamento/condizionamento	
15.3	Impegni dell'Italia al 2012 e al 2020	
	APPENDICE: IL POSITION PAPER DEL GOVERNO ITALIANO	154
	GLOSSARIO	155

Premessa

La Società Italiana di Fisica (SIF), anche rispondendo a un invito della Società Europea di Fisica (EPS), ha deciso di pubblicare un'analisi della situazione dell'energia in Italia, focalizzata principalmente all'intervallo di anni 1990-2020.

Il problema dell'energia è legato alle diverse fonti energetiche, alla domanda e al consumo di energia, in aumento nelle sue diverse forme, e agli effetti ambientali che la sua produzione genera, come inquinamento del suolo e dell'atmosfera. Affrontare tutti questi problemi è lo scopo del presente rapporto e il compito di ogni società evoluta. Nel seguito, oltre ad analizzare la situazione, verranno indicate le prospettive che si presentano all'Italia.

A titolo introduttivo e generale ricordiamo anzitutto che il consumo di energia primaria nel mondo nel 2006 è stato di 10.878,6 milioni di tonnellate di petrolio equivalente (Mtep), ripartito come indicato in Tabella 1 (e mostrato in Fig. 1) tra le varie aree del pianeta. Nella tabella e nella figura è anche riportato il contributo percentuale delle fonti energetiche più utilizzate: dai relativi valori emerge l'importante ruolo delle fonti fossili (petrolio, gas naturale e carbone), il cui impiego supera l'85%, seguite da un 6% circa dalle rinnovabili (che includono anche la fonte idroelettrica) e circa un 6% dal nucleare.

Tabella 1: Consumo di energia nel mondo nel 2006.

REGIONE	Consumo Totale [Mtep]	Consumo per Fonti energetiche				
		Petrolio [Mtep]	Gas [Mtep]	Carbone [Mtep]	Nucleare [Mtep]	Rinnovabili [Mtep]
Nord America	2.803	1.124,6	702,5	611,6	212,3	152,0
Centro e Sud America	528,6	236,5	117,5	21,8	4,9	147,9
Europa-Eurasia	3.027,1	970,1	1.031,7	552,9	287,8	184,6
Medio Oriente	554,2	280,1	260,3	8,9		4,9
Asia pacifico	3.641,6	1.148,0	394,7	1.792,1	128,2	178,6
Africa	324,1	130,5	68,2	102,8	2,4	20,2
TOTALE	10.878,6	3.889,8	2.574,9	3.090,1	635,6	688,2
Contributo percentuale		35,8%	23,7%	28,4%	5,9%	6,3%

Fonte: BP Statistical Review of World Energy (giugno 2007)

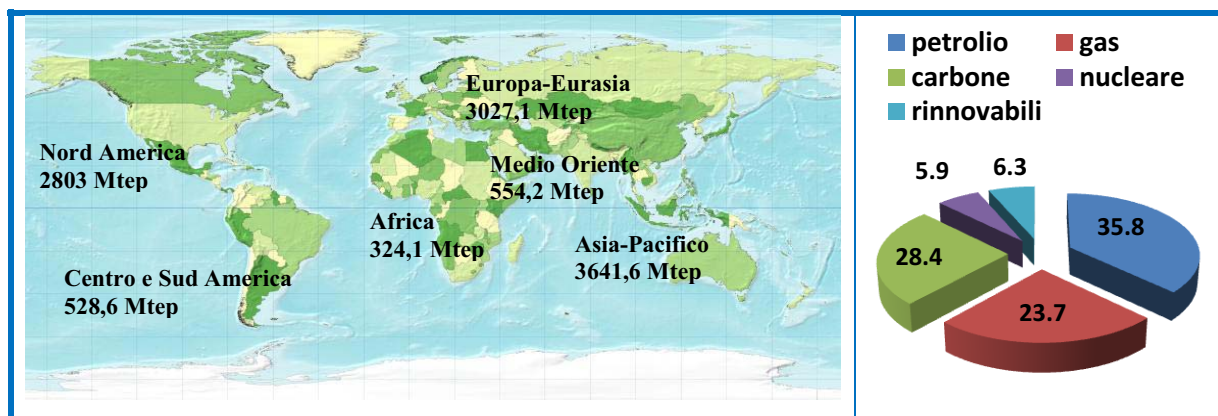


Fig. 1: Consumo di energia nel mondo nel 2006 [Mtep] e fonti utilizzate [contributi percentuali].

Per avere un'idea dell'andamento nel tempo della domanda di energia, mostriamo nella Fig. 2 il consumo mondiale di energia, distribuito tra le varie fonti, a partire dal 1850, osservando che esso è cresciuto costantemente, registrando una brusca accelerazione a partire dalla metà del secolo scorso.

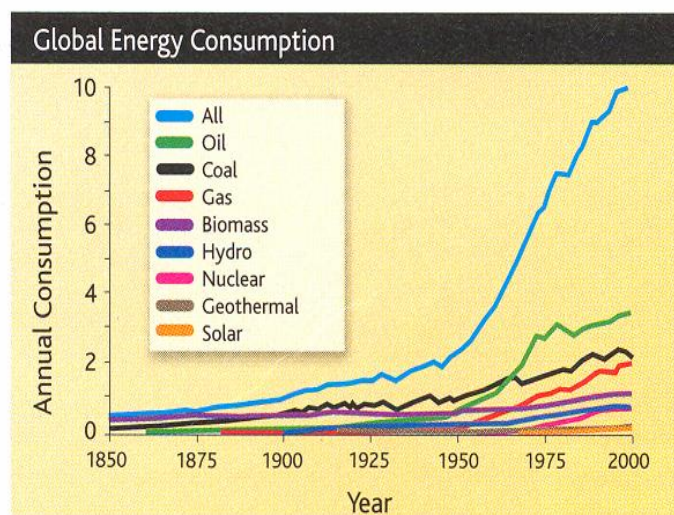


Fig. 2: Andamento del consumo mondiale di energia negli anni 1850-2000 (fonte: *Science* 309 (2005) 550).

L'Energy Information Administration (EIA) statunitense nel suo International Energy Outlook 2007 prevede una crescita del 57% del consumo mondiale di energia nel periodo 2004-2030 (vedi Fig. 3). L'aumento sarà molto maggiore (95%) nei paesi Non-OECD¹ rispetto a quello (24%) nei paesi OECD. Il consumo totale stimato al 2030 è di circa 18 miliardi di tonnellate di petrolio equivalente.

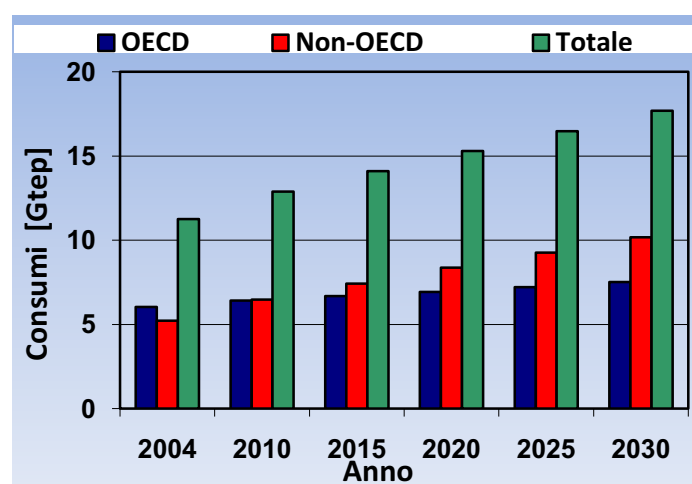


Fig. 3: Previsioni di crescita dei consumi di energia [in Gtep²] nel periodo 2004-2030 (fonte: *EIA-International Energy Outlook 2007*).

¹ Paesi che non fanno parte dell'Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) - Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE).

² 1 Gtep = 1 miliardo di tep.

Nel contesto mondiale l'Italia gioca un ruolo marginale e per certi aspetti atipico, poiché fra le sorgenti fossili ha favorito il gas naturale, penalizzato il carbone e bandito la produzione da nucleare (tuttavia l'Italia importa dalla Francia energia nucleare da fissione) (vedi Fig 4 (a)). Il suo attuale fabbisogno energetico globale ammonta a 2.236 TWh³ (circa il 2% dei consumi mondiali) dei quali il 30,9% destinato alla mobilità, il 28,3 % all'industria e il 30,9% al riscaldamento civile e industriale (vedi Fig. 4 (b)).

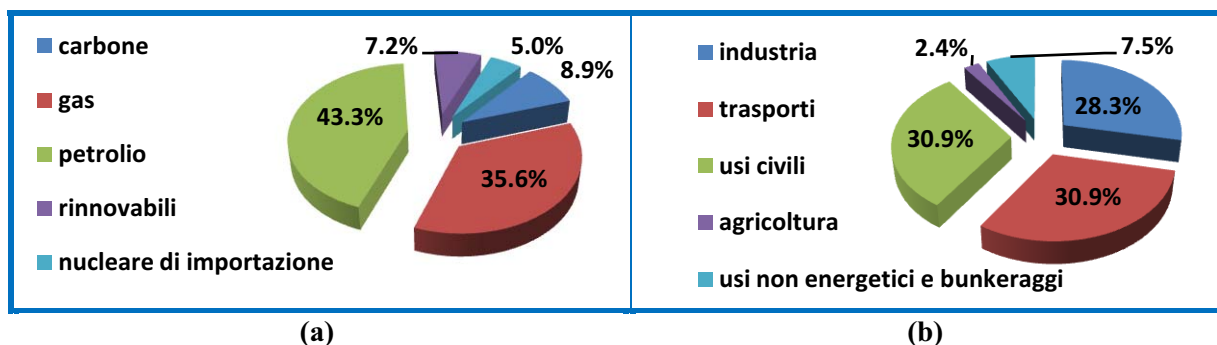


Fig. 4: (a) Consumo di energia primaria per fonti e (b) impieghi di energia in Italia nel 2006 (*fonte EUROSTAT; vedi anche Tab. 1.1*).

La comunità nella quale l'Italia opera è l'Unione Europea (UE): nella Fig. 5 riportiamo, quindi, per un utile confronto, i contributi percentuali delle varie fonti ai consumi primari (Fig. 5 (a)) e alla produzione di energia elettrica (Fig. 5 (b)) nella UE a 27 stati e in Italia. I dati riportati rappresentano le percentuali delle varie fonti relative all'anno 2004.

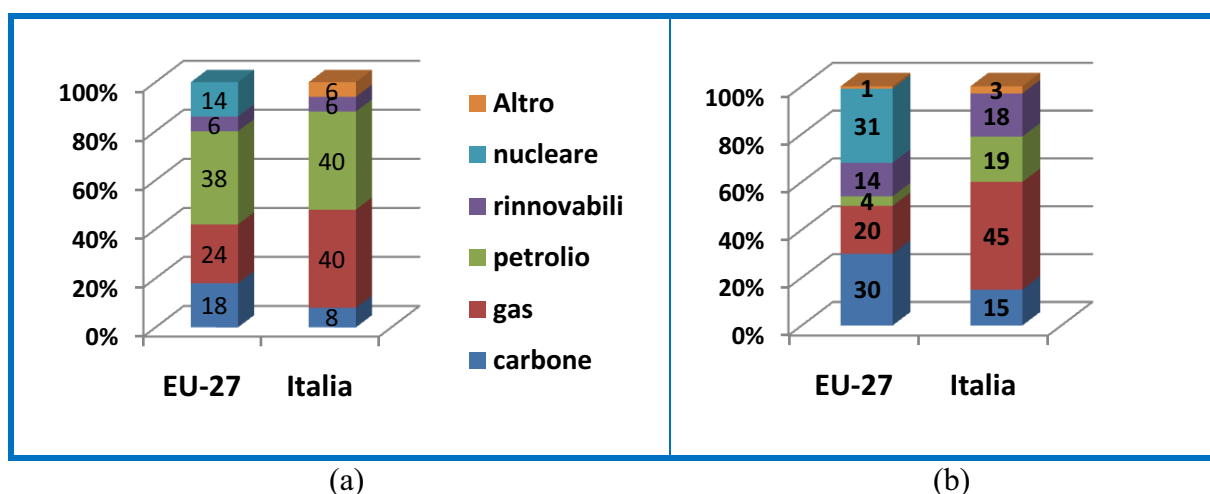


Fig. 5: (a) Ripartizione percentuale delle varie fonti ai consumi di energia primaria e (b) alla produzione di energia elettrica nella EU-27 e in Italia nel 2004 (*fonte: EU-SEC, 2007, 12*).

Segnaliamo, inoltre, in Fig. 6 come la produzione di energia elettrica, che è di gran lunga il più importante vettore energetico, è diversificata nelle sue fonti nei maggiori Paesi europei. I dati riportati rappresentano le percentuali delle varie fonti relative all'anno 2005.

La figura evidenzia la forte differenza tra l'Italia e gli altri Paesi per quanto concerne il tipo di combustibile utilizzato. In particolare il nostro Paese si caratterizza per la ben nota assenza di produzione di energia nucleare e per la ridotta percentuale del carbone. Si nota anche che, nonostante i forti investimenti in Germania e in Spagna sull'eolico, fra i grandi Paesi europei l'Italia risulta ancora il Paese con la massima percentuale di rinnovabili per

³ 1 TW (terawatt) = 1000 miliardi di W (watt); 1 TWh (1 terawattora) = 1000 miliardi di Wh; 1 Wh = 3600 Ws.

merito dell'idroelettrico naturale. Per contro la produzione dalle cosiddette *nuove fonti rinnovabili* è ancora trascurabile.

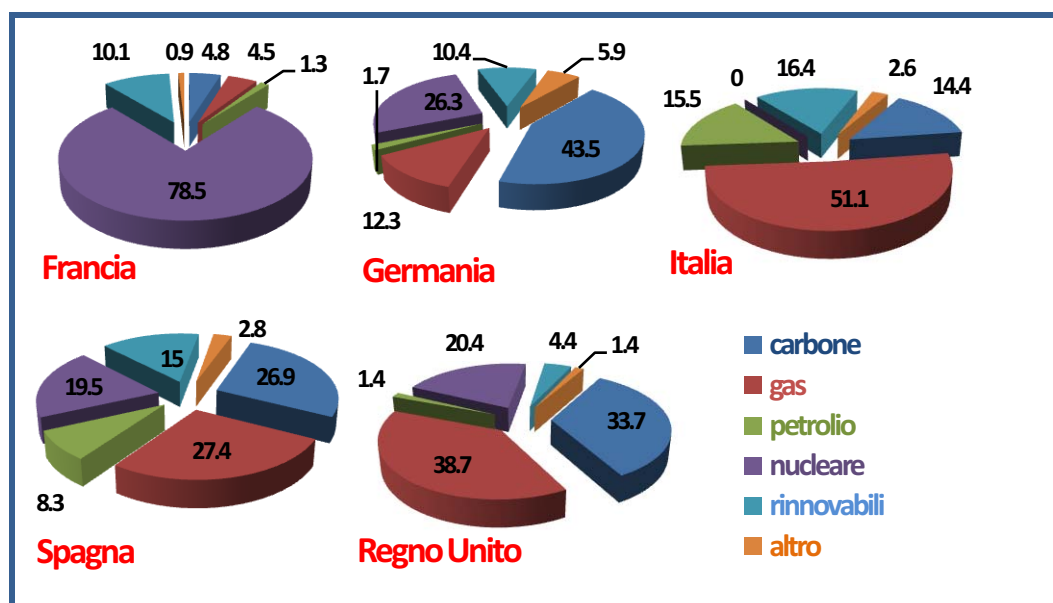


Fig. 6: Produzione percentuale di energia elettrica in termini delle varie fonti energetiche utilizzate nei maggiori Paesi europei (anno 2005) (fonte: dati UE, riconciliati e integrati con dati TERNA; vedi anche Tab. 1.3).

Nell'esaminare la produzione di energia presente e futura occorre tener conto degli obiettivi di limitazione dell'inquinamento ambientale e i possibili effetti sui mutamenti climatici⁴, per i quali il protocollo di Kyoto⁵ chiede all'Italia di ridurre le proprie emissioni di gas serra del 6,5% rispetto ai livelli del 1990, entro il 2012. Queste emissioni hanno continuato ad aumentare in Italia dal 1990 a oggi e, alla fine del 2006, l'obiettivo di riduzione era pari al 17% rispetto a quelle del 1990.

L'Unione Europea si è dimostrata il soggetto politico più determinato a livello mondiale nel conseguimento delle politiche per il clima. Ricordiamo, al riguardo, che l'Unione Europea ha approvato nel tempo diversi atti legislativi per indirizzare le politiche energetiche degli Stati membri al fine di:

- diversificare le fonti di energia e garantire la sicurezza negli approvvigionamenti;
- contribuire alla crescita sostenibile dell'economia mondiale e dei Paesi in via di sviluppo;
- sviluppare una forte industria high-tech europea nel campo delle rinnovabili ed assicurarne un ruolo preponderante a livello mondiale.

⁴ L'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), nel rapporto presentato a Bangkok il 5 maggio 2007, ha stabilito che per minimizzare i rischi di possibili mutamenti climatici la concentrazione di anidride carbonica in atmosfera non dovrà superare le 535 parti per milione (il doppio di quello che c'era prima della rivoluzione industriale). Per non valicare questo tetto occorre bloccare la rapidissima crescita delle emissioni di gas serra entro il 2015.

⁵ Il protocollo di Kyoto è un trattato internazionale in materia ambientale riguardante il riscaldamento globale sottoscritto nella città giapponese di Kyoto l'11 dicembre 1997 da più di 160 Paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici. Il trattato è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica anche da parte della Russia. Il trattato prevede l'obbligo in capo ai Paesi industrializzati di operare una riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio e altri cinque gas serra, ovvero metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoruro di zolfo) in una misura non inferiore al 5,2% rispetto alle emissioni registrate nel 1990 — considerato come anno base — nel periodo 2008-2012.

In particolare, ricordiamo:

- il Libro Bianco del 1997, che pone l’obiettivo di installare 3 GW di potenza fotovoltaica entro il 2010;
- il Libro Verde del 2000, che pone l’obiettivo di raddoppiare il contributo delle rinnovabili dal 6% al 12% entro il 2010;
- la Direttiva sulla produzione di energia da fonti rinnovabili, che ha l’obiettivo di portare il contributo delle rinnovabili per la produzione di elettricità dal 14% al 22% entro il 2010;
- il Piano “20/20/20” del marzo 2007, che fissa i nuovi ambiziosi obiettivi in campo energetico per il 2020: riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai valori di riferimento del 1990; riduzione dei consumi energetici del 20% rispetto ai valori odierni; impiego delle fonti rinnovabili per un valore del 20% dei consumi totali di fonti primarie. Tra l’altro, questo piano propone, come quarto obiettivo, di utilizzare nel settore trasporti biocarburanti per almeno il 10% del totale dei relativi consumi;
- l’*Energy Plan for Europe*, adottato nel marzo 2007 dal Consiglio Europeo, che include tra le tecnologie energetiche da perseguire quelle nucleari e prevede un supporto di ricerca e sviluppo (R&S) per aumentare la sicurezza degli impianti nucleari e quella della gestione dei rifiuti radioattivi;
- il lancio dell’*European Strategic Energy Technology (SET) Plan*, che consenta all’UE di transire verso un sistema energetico a bassa emissione di gas serra, con un mix energetico complessivo che includa: una considerevole quota di rinnovabili per la produzione di elettricità e calore e per i trasporti; l’utilizzo di gas e carbone con sequestro della CO₂ e produzione di idrogeno; il nucleare da fissione e, nel lungo termine, quello da fusione;
- il lancio dell’*European Technology Platform on Sustainable Nuclear Energy*, avvenuto il 21 settembre 2007 a Bruxelles, che raccomanda di preservare e rafforzare la leadership tecnologica europea in campo nucleare attraverso un forte programma di R&S che includa i reattori di II, III e IV generazione.

Anche per effetto di queste azioni, tra i Paesi occidentali l’Europa dei 15 ha registrato, rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni dello 0,9%, a fronte di un incremento negli USA del 15,8%. La riduzione dell’Europa dei 25 ammonta invece al 4,9%.

Tuttavia il percorso intrapreso dall’Unione Europea è tutt’altro che consolidato. A partire dal 2001, infatti, le emissioni dell’Europa dei 15 si stanno progressivamente discostando dal comportamento virtuoso per l’obiettivo di Kyoto, pur rimanendo come dato complessivo inferiori ai livelli del 1990. E ancora poco efficaci nel compensare tale inversione di tendenza sono risultate le politiche di contenimento dei consumi, di miglioramento del sistema dei trasporti e di generazione di energia da fonti rinnovabili.

Con queste considerazioni di base la SIF ha formato all’inizio del 2007 una “Commissione Energia” costituita dai seguenti membri:

Giuseppe-Franco Bassani	Professore Emerito ed ex Direttore Scuola Normale Superiore – <i>Presidente della Commissione.</i>
Marco Bianucci	Primo Ricercatore CNR – Esperto di energia solare.
Sergio Carrà	Professore Emerito Politecnico di Milano – Chimico-Fisico.
Luisa Cifarelli	Professore Università di Bologna – Delegato SIF per i rapporti con la Società Europea di Fisica
Enzo De Sanctis	Dirigente di Ricerca INFN Frascati – Rappresentante SIF.
Gaudenzio Mariotti	ENEL – Area Tecnica Ricerca – Esperto di problemi energetici.
Pietro Menna	Commissione Europea - Direzione Generale Energia e Trasporti – Membro Commissione Energia.
Alberto Renieri	ENEA – Direttore Dipartimento Fusione, Tecnologie e Presidio Nucleari.

Renato Angelo Ricci	Professore Emerito Università di Padova – Presidente Associazione Galileo 2001.
Giovanni Ricco	Professore Università di Genova – Rappresentante INFN.
Ugo Romano	ENI Direzione Strategie e Sviluppo – Responsabile Tecnologie.
Edoardo Ronchi	Senatore – Vice Presidente Commissione Territorio, Ambiente, Beni Ambientali del Senato – XV Legislatura.
Giorgio Rostagni	Professore Università di Padova – Esperto di Tecnica e Economia dell'energia.
Walter Tocci	Deputato – Membro Commissione Università e Ricerca della Camera dei Deputati – XV Legislatura.

e si è anche avvalsa della collaborazione di:

Maurizio Masi	Professore Politecnico di Milano.
Stefano Monti	Ricercatore Senior dell'ENEA – Esperto di energia nucleare.
Gianni Silvestrini	Direttore Scientifico del Kyoto Club.

Essi hanno partecipato a titolo personale e non in rappresentanza ufficiale dell'Istituzione di appartenenza. A essi va il nostro ringraziamento.

Dal loro lavoro, scandito da varie riunioni e portato a termine nell'arco di un anno, la SIF ha l'onore di presentare il testo che segue, nella speranza che esso sia utile a chi voglia affrontare il problema, anche senza già possedere una conoscenza tecnica e scientifica degli argomenti trattati.

Nel primo capitolo sono presentate le sfide dell'Italia in termini di reperimento delle risorse energetiche e, nel contempo, di salvaguardia ambientale e (eventualmente) climatica. Nella successione dei vari capitoli vengono poi analizzate le diverse fonti di energia in Italia, le loro potenzialità e i loro problemi. Tra queste è stata inclusa anche la fusione nucleare che, pur non costituendo un'opzione energetica disponibile nel periodo di tempo esaminato, possiede caratteristiche che la rendono attraente come possibile fonte primaria per la generazione di energia. Un capitolo a parte è dedicato al consumo e alla produzione dell'energia elettrica. Sono anche separatamente analizzati i problemi del vettore idrogeno, quelli della cattura e del sequestro della CO₂ e quelli dell'efficienza e del risparmio energetico.

Per agevolare il lettore, una breve sintesi contenente stato, problemi e prospettive dell'argomento trattato è evidenziata in un riquadro all'inizio di ogni capitolo. Un glossario per i molti acronimi, sigle e unità di misura che compaiono nel testo è redatto nelle ultime pagine.

Infine una visione d'insieme delle conclusioni e delle possibili linee guida che emergono dall'analisi effettuata in questo rapporto è presentata nel capitolo finale.

Giuseppe-Franco Bassani
Presidente della Commissione Energia della SIF
Presidente Onorario della SIF

Luisa Cifarelli
Presidente della SIF

Enzo De Sanctis
Vice Presidente della SIF

1. L'Italia e le sfide energetiche

1.1 INTRODUZIONE

La nostra società si trova ad affrontare due sfide fondamentali: reperire e assicurare le risorse energetiche per sostenere la crescita e lo sviluppo economico dei Paesi sviluppati e, ancor più, di quelli in via di sviluppo; garantire la protezione dell'ambiente cercando di mitigare, laddove possibile, i processi di cambiamento climatico in atto. Per trovare un equilibrio fra queste esigenze è necessario realizzare una transizione verso un sistema energetico e uno sviluppo più sostenibili.

Nel rapporto “*Climate Change 2007*”, l'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC)⁶, rileva che le emissioni globali di gas-serra pesate in base al loro potenziale di riscaldamento globale (GWP, *global warming potential*) sono aumentate del 70% tra il 1970 ed il 2004, e del 24% tra il 1990 e il 2004. Le emissioni di CO₂, quantitativamente il più importante gas-serra (escludendo il vapore acqueo), sono aumentate dell'80% dal 1970 al 2004 e del 28% tra il 1990 e il 2004. Non esiste ancora un consenso scientifico universale circa l'effettiva origine antropica dei cambiamenti climatici; è comunque necessario perseverare con determinazione nello studio delle possibili cause di questi cambiamenti, considerando che le emissioni di CO₂ oggi prodotte resteranno per circa 100 anni nell'atmosfera.

Per quel che riguarda la mitigazione del cambiamento climatico, il Protocollo di Kyoto rappresenta il primo strumento negoziale per la riduzione concordata a livello internazionale delle emissioni dei gas serra. Il Protocollo assegna all'Italia un obiettivo di riduzione delle proprie emissioni di gas serra, da realizzarsi entro il 2012, del 6,5% rispetto ai livelli del 1990. Nel primo anno di attuazione del Protocollo la strada che l'Italia deve percorrere per raggiungere la sostenibilità dei sistemi energetici è ancora lunga. Infatti, nel nostro Paese le emissioni, invece di diminuire, sono aumentate del 13%, portando a circa il 17% di quelle al 1990 la riduzione delle emissioni da realizzarsi da oggi al 2012.

1.2 L'ENERGIA IN ITALIA

Nella Tabella 1.1 sono riportati il consumo interno lordo di energia e gli impieghi di energia in Italia, in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), negli anni 1990, 2000, 2005 e 2006. Nella tabella sono anche mostrate la distribuzione dei consumi tra le principali fonti energetiche e le variazioni registrate nei periodi 1990-2006, 1990-2000 e 2000-2006. Per una più immediata lettura nelle Figg. 1.1 e 1.2 sono mostrati gli andamenti dei consumi di energia rispettivamente per fonte (nel periodo 1990-2005) e per settore di uso finale (nel periodo 1994-2005).

I dati evidenziano un aumento continuo dei consumi totali di energia (aumento totale di 32,1 Mtep dal 1990 al 2006, con un incremento percentuale pari al 19,6%), con un tasso più elevato nel periodo 1990-2000 e un rallentamento nel periodo 2000-2006.

Il consumo di energia primaria per fonti evidenzia una diminuzione dei prodotti petroliferi, che restano comunque la fonte che contribuisce in quota maggiore alla domanda di energia (si veda a titolo esemplificativo la Fig. 4(a) della Premessa che mostra la distribuzione dei consumi in Italia tra le varie fonti, relativa al 2006). In particolare, nel periodo considerato c'è stata una riduzione dei consumi di petrolio di 7,8 Mtep, un

⁶ L'IPCC (<http://www.ipcc.ch>) è stato costituito nel 1988 dalle Nazioni Unite come organo scientifico di supporto con il compito di valutare – e presentare agli organi decisori – lo stato delle conoscenze scientifiche, tecniche e socioeconomiche su cause e conseguenze dei cambiamenti climatici.

consistente aumento del consumo di gas (+30,6 Mtep) e un aumento dei consumi di carbone (+1,6 Mtep). Le fonti rinnovabili sono aumentate di 3,2 Mtep (da 10,8 a 14,0 Mtep), passando dal 6,6% del consumo interno lordo nel 1990, al 7,2% nel 2006. Il dato dell'energia elettronucleare importata è rimasto sostanzialmente stabile nel periodo esaminato, perché le linee di trasporto sono praticamente sature. Maggiori dettagli sulla produzione e sul consumo di energia elettrica sono contenuti nel Capitolo 11.

Tabella 1.1: *Consumo lordo di energia e relativi impieghi in Italia.*⁷

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	ANNO				VARIAZIONE				
	1990	2000	2005	2006	1990-2006	1990-2000		2000-2006	
	[Mtep]				[Mtep]	[Mtep]	[Mtep/anno]	[Mtep]	[Mtep/anno]
Consumo interno	163,5	185,9	197,8	195,6	32,1	22,4	2,24	9,7	1,62
Solidi	15,8	12,9	17,0	17,4	1,6	-2,9	-0,29	4,5	0,75
Gas	39,1	58,3	71,2	69,7	30,6	19,2	1,92	11,4	1,90
Petrolio	92,5	91,9	85,2	84,7	-7,8	-0,6	-0,06	-7,2	-1,20
Rinnovabili	8,4	12,9	13,5	14,0	5,6	4,5	0,45	1,1	0,18
Nucleare (*)	7,8	9,8	10,8	9,8	2,0	2,0	0,20	0,0	0,00
Impieghi	119,5	134,8	146,6	143,5	24,1	18,5	0,19	8,7	1,45
Industria	36,5	40,2	41,1	40,6	4,1	3,7	0,37	0,4	0,07
Trasporti	33,6	41,5	44,0	44,3	10,7	7,9	0,79	2,8	0,46
Usi civili	35,4	39,7	47,1	44,4	9,0	4,3	0,43	4,7	0,78
Agricoltura	3,1	3,2	3,4	3,4	0,3	0,1	0,01	0,2	0,03
Usi non energetici	8,3	7,5	7,7	7,3	-1,0	-0,8	-0,08	-0,2	-0,03
Bunkeraggi	2,6	2,7	3,4	3,5	0,9	0,1	0,01	0,8	0,13

(*) Energia elettronucleare di importazione

Fonte: EUROSTAT

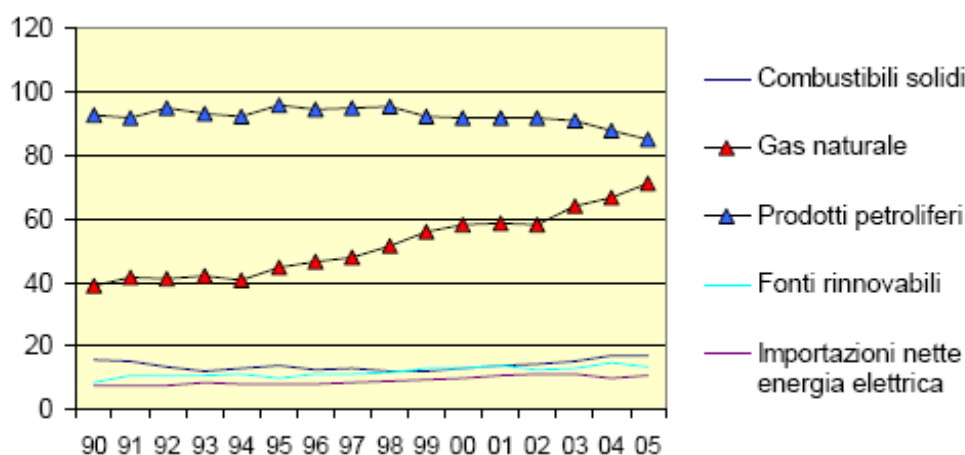


Fig.1.1: Consumi di energia per fonte, andamento nel periodo 1990-2005 [Mtep]
(fonte: ENEA: *Rapporto Energia e Ambiente 2006*).

Nel periodo considerato quindi non ci sono indicazioni di una significativa influenza delle politiche per l'ambiente e per il clima: i consumi di energia di origine fossile sono notevolmente aumentati (nel mix dei combustibili fossili c'è un miglioramento per l'aumento del gas e per la riduzione del petrolio, in parte negativamente compensata dall'aumento del carbone); le fonti rinnovabili sono cresciute poco; la quota di energia elettronucleare di importazione è rimasta sostanzialmente invariata.

⁷ In questa e nelle successive tabelle, differenze di un'unità nell'ultima cifra decimale sono dovute a arrotondamenti dei valori.

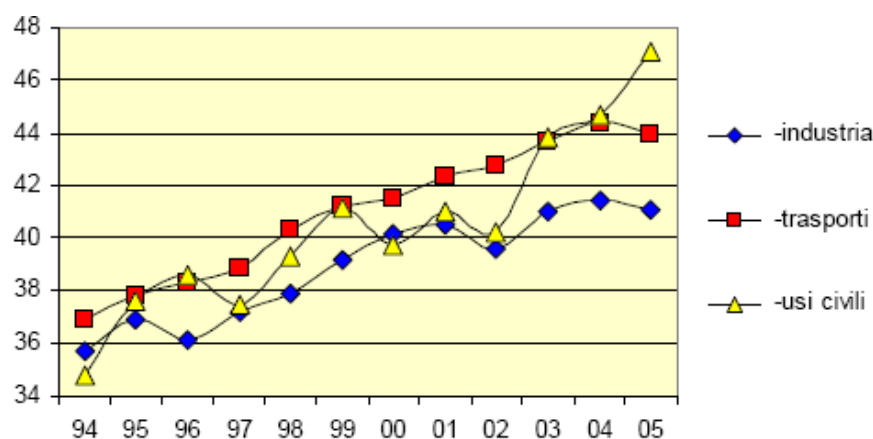


Fig.1.2: Consumi di energia per settori di uso finale, andamento nel periodo 1994-2005 [Mtep]
(fonte: ENEA: Rapporto Energia e Ambiente 2006).

1.2.1 Il settore elettrico

Nella Tabella 1.2 esaminiamo il settore dell'energia elettrica. In questo comparto la quota destinata ai consumi è cresciuta dal 1990 al 2006 di 97,7 TWh; con una riduzione del tasso di crescita dal 2,7% all'anno, nel periodo 1990-2000, al 2,2% all'anno, nel periodo 2000-2006. Il contributo delle fonti rinnovabili è passato da 35,1 TWh nel 1990 (16,2% della produzione lorda) a 52,2 TWh nel 2006 (16,6%). Il contributo percentuale più alto registrato nel 2000 (51,4 TWh, pari al 18,5%), è conseguenza di una maggiore produzione di energia elettrica da fonte idrica, dovuta a una maggiore disponibilità di acqua nei bacini idroelettrici.

Tabella 1.2: Italia – Bilancio energia elettrica per fonte negli anni 1990-2006.

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	1990	1995	2000	2005	2006
	[TWh]				
Combustibili solidi	32,0	24,1	26,7	43,6	44,2
Combustibili gassosi	39,1	46,4	97,6	149,3	158,1
Combustibili liquidi	102,7	120,8	85,9	35,9	33,8
Gas derivati	3,6	3,4	4,3	5,8	6,2
Altri combustibili e altre fonti	1,2	1,3	4,1	12,4	13,1
Tot. termoelettrico	178,6	196,1	218,5	246,9	255,4
Idroelettrico naturale	31,9	38,5	44,2	36,1	37,0
Geotermico	3,2	3,4	4,7	5,3	5,5
Biomasse e rifiuti	n.d.	n.d.	1,9	6,2	6,7
Eolico	0,0	0,014	0,560	2,340	2,971
Fotovoltaico	n.d.	n.d.	0,006	0,004	0,002
Totale rinnovabili	35,1	41,9	51,4	49,9	52,2
Idroelettrico da pompaggi	3,2	3,5	6,7	6,9	6,4
PRODUZIONE LORDA	216,9	241,5	276,6	303,7	314,0
Assorbimento pompaggi e servizi ausiliari	16,4	17,9	22,5	22,4	21,6
PRODUZIONE NETTA	200,5	223,6	254,2	281,3	292,4
Nucleare di importazione	34,7	37,4	44,3	49,2	45,0
ENERGIA IMMESSA IN RETE	235,1	261,0	298,5	330,5	337,4
Perdite di rete	16,4	17,6	19,2	20,6	21,0
ENERGIA DESTINATA AI CONSUMI	218,7	243,4	279,3	309,8	316,4
Agricoltura	4,2	4,0	4,9	5,4	5,4
Industria	119,5	129,5	148,2	153,7	156,8
Terziario	42,3	52,7	65,1	83,8	86,9
Residenziale	52,7	57,2	61,1	66,9	67,3

Fonte: TERNA

Nella Tabella 1.3 riportiamo, per un utile confronto, come la produzione d'energia elettrica è diversificata nelle sue fonti in Italia e nei maggiori paesi dell'Unione Europea. I dati si riferiscono all'anno 2005. Nella parte inferiore della tabella sono riportati i contributi percentuali delle varie fonti energetiche (per una lettura più immediata si veda la Fig. 6 della Premessa).

I dati mostrano che nella produzione di energia elettrica in Italia compaiono esaltate le debolezze strutturali che caratterizzano oggi i sistemi energetici dell'UE: nel mix energetico i fossili rappresentano la fonte prevalente (circa l'80% per l'Italia, quasi il 60% nell'UE-27); l'uso del nucleare è limitato all'importazione e la percentuale del carbone è ridotta. Si nota anche che, nonostante i forti investimenti in Germania e in Spagna sull'eolico, l'Italia è ancora il paese (tra quelli più grandi della UE) con la massima percentuale di rinnovabili, ma solo per merito dell'idroelettrico naturale, perché per le cosiddette nuove rinnovabili siamo ancora molto indietro.

Tabella 1.3: *Produzione di energia elettrica e fonti utilizzate nei maggiori paesi europei relative all'anno 2005 [in TWh].*

FONTI	Italia	Germania	UK	Francia	Spagna
Idroelettrico (afflussi naturali)	36,0	19,6	5,0	52,2	19,6
Geotermico	5,3				
Eolico	2,3	27,2	2,9	1,0	21,2
Solare		1,3			
Biomasse e rifiuti	6,0	16,6	9,6	5,1	3,1
Altro	0,2			0,1	0,1
TOTALE RINNOVABILE	49,8	64,7	17,5	58,3	44,0
IDROELETTRICO (da pompaggi)	6,9	7,1	3,0	4,7	3,5
Carbone + lignite	43,6	269,6	134,9	27,6	79,1
Olio	47,1	10,6	5,4	7,2	24,4
Gas naturale	155,1	76,6	154,9	26,0	80,5
Altro	1,2	28,6	3,1		5,1
TOTALE TERMICO	247,0	385,4	298,3	60,8	189,1
Nucleare	0,0	163,1	81,6	451,5	57,5
TOTALE PRODUZIONE	303,7	620,3	400,5	575,4	294,1
Saldo import(-)/export(+)	-49,1	5,0	-8,3	63,0	1,4

% rinnovabili	16,4%	10,4%	4,4%	10,1%	15,0%
% petrolio	15,5%	1,7%	1,4%	1,3%	8,3%
% carbone	14,4%	43,5%	33,7%	4,8%	26,9%
% gas	51,1%	12,3%	38,7%	4,5%	27,4%
% nucleare	0,0%	26,3%	20,4%	78,5%	19,5%
% altre fonti	2,6%	5,8%	1,4%	0,8%	2,9%

Fonte: dati UE, riconciliati ed integrati con dati TERNA

Un'altra debolezza a carattere strutturale, particolarmente evidente in Italia, è quella della dipendenza dall'estero. L'Unione Europea dei 27 presenta attualmente una dipendenza dalle importazioni d'energia per oltre il 50% del suo fabbisogno; quella dell'Italia è ancora più marcata arrivando all'84,5% (vedi Fig. 1.3).

La Fig. 1.4 mostra che l'Italia è anche il paese europeo con il più alto sbilanciamento in assoluto tra importazioni ed esportazioni di energia elettrica (45 TWh). La sostituzione, negli ultimi anni, di impianti vecchi e obsoleti con nuovi impianti non ha ridotto la percentuale di importazione dato che il differenziale di costo dell'energia rispetto a quello nei Paesi confinanti rimane alto, il che rende conveniente l'acquisto di energia dall'estero.

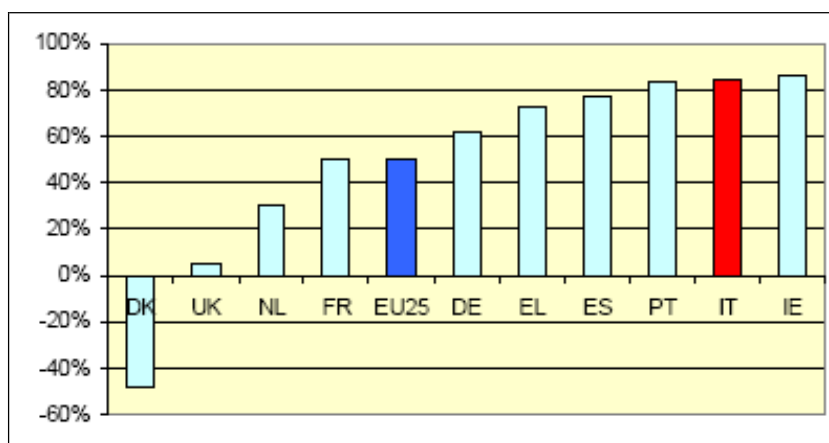


Fig. 1.3: Importazione di energia nei Paesi Europei nel 2004
(fonte: elaborazione dati EUROSTAT).

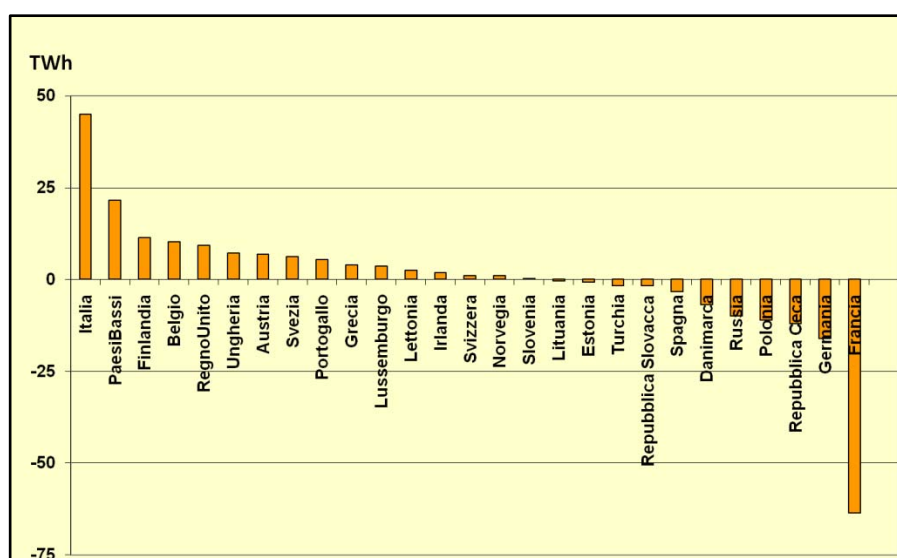


Fig. 1.4: Saldi di energia elettrica nei principali Paesi Europei nel 2006
(positivo = importazione, negativo = esportazione).

1.3 LE EMISSIONI DI GAS SERRA IN ITALIA

In Tabella 1.4 sono riportate le emissioni di gas serra in Italia negli anni 1990, 1995, 2000, 2005 e 2006 e le variazioni nei periodi 1990-2000 e 2000-2006.

Tabella 1.4: Italia – Emissioni di gas serra.

SETTORI	ANNO					VARIAZIONE MEDIA	
	1990	1995	2000	2005	2006*	1990-2000	2000-2006
	[Mteq CO ₂]					[%/anno]	
Energia	422,9	435,5	455,8	483,7	474,4	0,78	0,07
Industria	36,5	34,6	35,0	40,8	41,7	0,41	3,19
Solventi e altri Prodotti	2,4	2,2	2,3	2,1	2,1	-0,42	-1,45
Agricoltura	40,6	40,3	39,9	37,2	37,4	-0,17	-1,35
Rifiuti	17,1	19,9	20,7	18,4	18,5	8,3	-10,7
TOTALE	519,5	532,5	553,8	582,2	574,1	0,66	0,61

Fonte: Unfccc-NIR Italy-CRF (April 2007 Greenhouse gas source and sink categories)

* APAT stima 2007

I dati evidenziano un aumento continuo delle emissioni di gas serra che, alla fine del 2006, sono cresciute di 54,6 Mt-CO₂-eq in valore assoluto e del 10,5% in valore percentuale, rispetto al valore del 1990. Il tasso medio di crescita annuale è stato dello 0,65% all'anno.

La Fig. 1.5 riporta la ripartizione percentuale ai fini delle emissioni di CO₂ di diversi settori in Italia dal 1990 al 2004. La figura non evidenzia in generale significative variazioni di rapporti fra i vari settori, ad eccezione di una lenta ma graduale riduzione del settore industriale e un altrettanto lento incremento del settore dei trasporti. Il peso del settore elettrico è in leggero aumento e si colloca attualmente intorno al 33% delle emissioni globali di CO₂.

La Fig. 1.6 mostra per ciascuno dei settori le emissioni di CO₂ in Italia nel periodo 1990-2004 rapportate a quelle del 1990. Per un'analisi più quantitativa in Tabella 1.5 sono riportati i valori numerici delle emissioni di gas serra negli anni 1990, 1995, 2000, 2005 e 2006 nei vari settori di uso finale e le variazioni nei periodi 1990-2000 e 2000-2006.

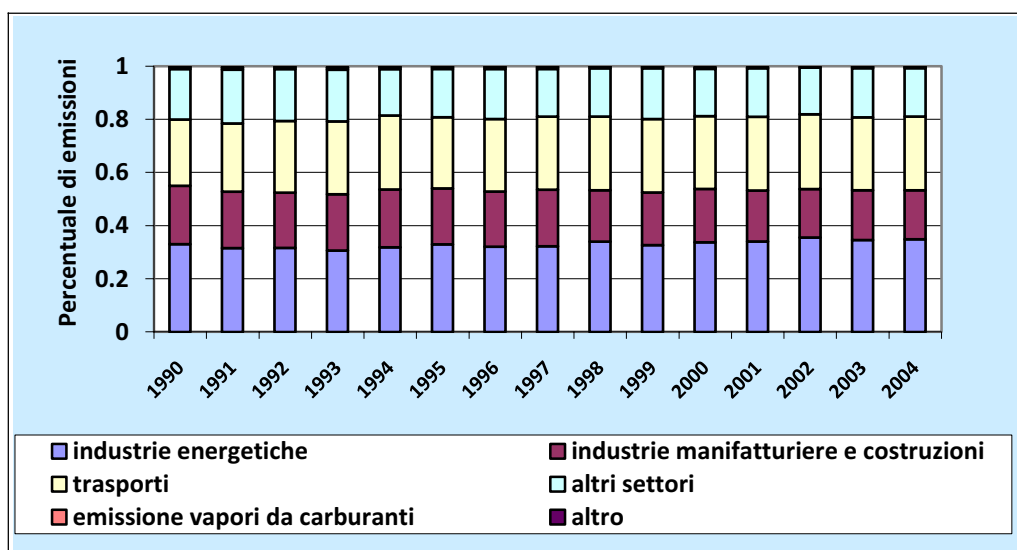


Fig. 1.5: Ripartizione delle emissioni di CO₂ fra i vari settori in Italia. La voce "altri settori" si riferisce ai settori terziario e residenziale (fonte: dati ENEA).

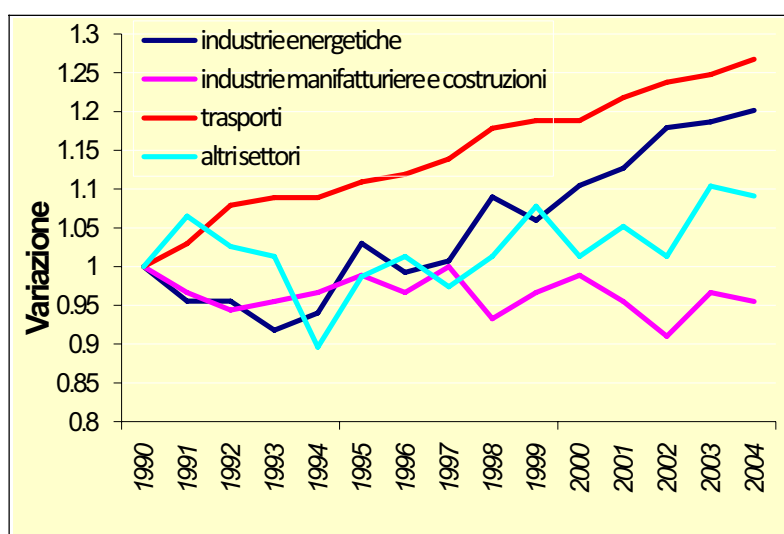


Fig. 1.6: Variazione delle emissioni di CO₂ dai vari settori rispetto a quelle al 1990 registrate nel periodo 1990-2004 (fonte: dati ENEA).

Il grafico e la tabella mostrano un andamento in crescita molto regolare delle emissioni dal settore trasporti, che crescono dell'1,87% all'anno nel periodo 1990-2000, e dell'1,07% all'anno, nel periodo 2000-2006. Il settore delle industrie energetiche (per la gran parte dedicato alla produzione di energia elettrica) ha un andamento irregolare, con una fase iniziale in diminuzione, poi una salita abbastanza rapida fino al 2002, infine una salita tendenzialmente più lenta. Il tasso di crescita delle emissioni raddoppia nel periodo 2000-2006 rispetto a quello nel periodo 1990-2000.

Più oscillanti gli andamenti del settore delle "industrie manifatturiere e costruzioni" (comunque tendenzialmente in discesa) e degli "altri settori", terziario e residenziale, (comunque tendenzialmente in salita). In quest'ultimo caso spicca il sensibile aumento delle emissioni nel 2005, probabilmente determinato da ragioni climatiche.

Tabella 1.5: Italia – Emissioni CO₂ – Settore energetico.

SETTORI	ANNO					VARIAZIONE MEDIA	
	1990	1995	2000	2005	2006*	1990-2000	2000-2006
	[Mt CO ₂ eq]					[%/year]	
Industrie energetiche	134,1	138,0	147,8	159,9	167,7	1,02%	2,24%
Manifatture e Costruzioni	88,9	87,8	87,9	82,0	80,9	-0,11%	-1,33, %
Trasporti	101,5	112,0	120,5	126,9	128,3	1,87%	1,07%
Altri Settori	76,5	75,9	78,5	93,0	76,3	-0,26%	-0,47%
Altri	1,0	1,4	0,8	1,2	0,7	-0,02%	-0,02%

Fonte: Unfccc-NIR Italy-CRF (April 2007 Greenhouse gas source and sink categories)

* APAT stima 2007

In Fig. 1.7 è riportato l'andamento nel periodo 1990-2005 delle emissioni di gas serra nei principali Paesi dell'UE e nella UE-27. Come si vede, l'Italia dal 1990 al 2005 ha continuato ad aumentare le proprie emissioni di gas serra (+12,1%), mentre Francia, Germania, Regno Unito e l'UE-27 le hanno ridotte.

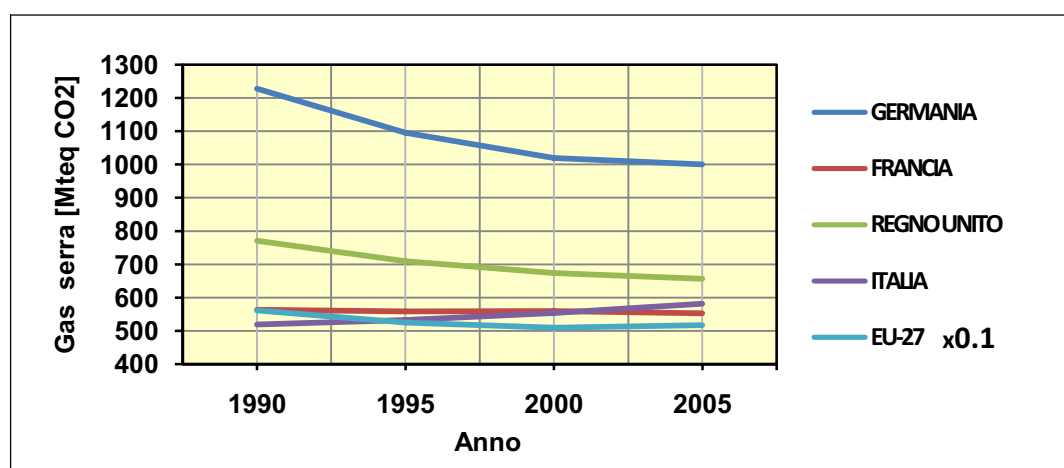


Fig. 1.7: Emissioni di gas serra nei principali Paesi Europei.

Nel 2006, anche grazie a un andamento climatico favorevole, c'è stata una riduzione di emissione di gas serra (-1,2% rispetto al 2005). Nel 2007 questa inversione di tendenza è stata confermata anche in assenza di particolari condizioni meteo (-0,5% rispetto al 2006). Questo risultato è stato ottenuto grazie soprattutto alle migliori prestazioni del settore

abitativo, dove il calo delle emissioni è stato del 6%. Sarebbe altrettanto opportuno e necessario estendere i comportamenti virtuosi agli altri comparti, a cominciare dai trasporti.

Il cammino per allinearsi agli impegni di Kyoto resta comunque lungo e arduo: l'Italia dovrebbe recuperare l'impennata del 12,1% delle emissioni al 2005 rispetto al 1990. Un'eredità pesante che da qui al 2012 implicherebbe una diminuzione di 88,4 Mt-CO₂-eq del livello di gas serra rispetto alle 574,1 Mt-CO₂-eq del 2006, come indicato nel seguente quadro di sintesi:

Emissioni 1990	519,5 Mt-CO ₂ -eq
Emissioni 2006	574,1 Mt-CO ₂ -eq
Obiettivo Kyoto (93,5% delle emissioni 1990)	485,7 Mt-CO ₂ -eq
Distanza Obiettivo (Emissioni 2006 – Obiettivo)	88,4 Mt-CO ₂ -eq

1.3.1 Il settore elettrico

Mentre i dati di produzione sono in genere piuttosto affidabili, poiché esistono procedure codificate per la loro misura, le stime sulla produzione di CO₂ possono variare significativamente da una fonte all'altra. In particolare i valori secondo diverse fonti circa la produzione di CO₂ in Italia da parte del sistema elettrico sono riportati in Tabella 1.6.

Tabella 1.6: Italia – Emissioni di CO₂ settore elettrico secondo varie fonti.

FONTE	1990	1995	2000	2005
	[Mt CO ₂]			
Unfccc CRF-13/04/2007	107	109	116	121
APAT 2007	134	138	148	160
TERNA	n.d.	n.d.	143	147
Eurelectric	123	n.d.	134	138

La prima delle fonti ripartisce le emissioni fra i diversi combustibili utilizzati, come indicato in Tabella 1.7.

Tabella 1.7: Italia – Emissioni di CO₂ dal settore elettrico.

	ANNO				VARIAZIONE	
	1990	1995	2000	2005	1990-2000	2000-2005
	[Mt CO ₂ eq]				% /anno	
Produzione di Elettricità e Calore	107,14	109,48	115,58	120,59	0,8	0,9
Combustibili solidi	28,15	20,68	23,16	39,61	-1,8	14,2
Combustibili gassosi	15,79	14,81	38,62	57,90	14,5	10,0
Combustibili liquidi	63,05	73,61	53,49	22,77	-1,5	-11,5
Altri combustibili	0,15	0,37	0,32	0,31	11,3	-0,6

Fonte: Unfccc-CRF (13/04/2007)

Possiamo così osservare che dal 1990 al 2000 sia l'impiego del carbone per la produzione di energia elettrica che le relative emissioni di gas serra sono diminuite, rispettivamente di 5,3 TWh (da 32,0 a 26,7 TWh, vedi Tab. 1.2) e di 4,99 Mt-CO₂-eq (da 28,15 a 23,16 Mt-CO₂-eq, vedi Tab. 1.7). Dal 2000 al 2005 invece entrambe salgono di 16,9 TWh (da 26,7 a 43,6 TWh) e di 16,55 Mt-CO₂-eq (da 23,16 a 39,61 Mt-CO₂-eq).

Nel periodo 2000-2005 si registra una significativa riduzione dell'uso dei derivati dal petrolio per produrre energia elettrica, e quindi anche delle relative emissioni di gas serra

(circa 30 Mt-CO₂-eq). Per contro la crescita consistente della produzione di energia elettrica da gas ha fatto crescere le emissioni di gas serra di circa 20 Mt-CO₂-eq.

In effetti, se andiamo a confrontare la crescita delle emissioni con la crescita della produzione, dobbiamo constatare che essa si è verificata a fronte di un ben più elevato aumento della produzione di elettricità. La Tabella 1.8 (basata sui dati TERNA/Eurelectric, che si collocano all'interno della forchetta delle stime delle emissioni) mostra l'aumento della produzione dal 1990 al 2000 e al 2005, evidenziando che a fronte di un aumento della produzione del 40% dal 1990 al 2005, l'aumento delle emissioni è stato solamente del 19%.

Tabella 1.8: Confronto fra l'aumento di produzione elettrica e l'aumento di emissioni.

Anno	Produzione elettrica [TWh]	Emissioni di CO ₂ [Mt]	Aumento della produzione rispetto al 1990	Aumento delle emissioni rispetto al 1990
1990	216,9	123,4		
2000	276,7	143,1	27,5%	11,6%
2005	303,7	147,0	40%	19,1%

Fonte: TERNA/Eurelectric

1.4 EFFICIENZA ENERGETICA DELL'ITALIA

Per misurare l'efficienza energetica di un paese viene spesso utilizzato l'indicatore economico dell'intensità energetica finale, definita come il rapporto tra i consumi di energia primaria e il valore del prodotto interno lordo (PIL).

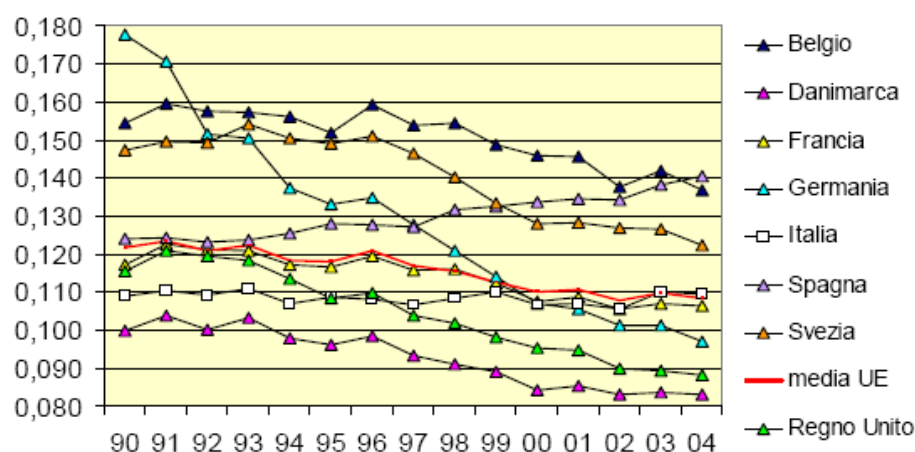


Fig. 1.8: Intensità energetica finale del PIL di alcuni Paesi dell'UE
(fonte: ENEA-Rapporto Energia Ambiente 2006).

L'Italia fino alla fine degli anni 90 ha fatto segnare valori dell'intensità energetica finale più bassi della media dei Paesi dell'Unione Europea (vedi Fig. 1.8). Nel 2004, invece si è trovata ad avere un'intensità energetica finale confrontabile (anche se di poco superiore) alla media UE e a quella della Francia e molto superiore a quelle della Germania (circa +12%) e del Regno Unito (circa +25%). Ciò evidenzia che negli ultimi anni l'Italia non è riuscita a seguire il passo della maggior parte dei Paesi europei che, anche in presenza di una maggiore crescita economica, hanno ridotto notevolmente le loro intensità energetiche.⁸

⁸ L'ENEA nel "Rapporto Energia Ambiente 2006" scrive: "In Italia, dopo almeno due decenni (dal 1975 al 1995) in cui la crescita economica ha mostrato tassi di variazione molto superiori a quelli energetici, negli ultimi anni il trend sembra essersi invertito, con tassi di variazione del PIL minori (se non addirittura di segno negativo) rispetto a quelli dei consumi energetici. I consumi di energia, malgrado il forte rallentamento del PIL

Analizzando l'andamento dell'intensità energetica dell'Italia dal 1974 al 2004 si nota una prima fase in cui il valore è calato costantemente a causa degli alti prezzi dell'energia provocati dalla prima crisi petrolifera; segue un periodo con valori stazionari fino al 2002; dopodiché l'intensità inizia a risalire (Fig. 1.9).

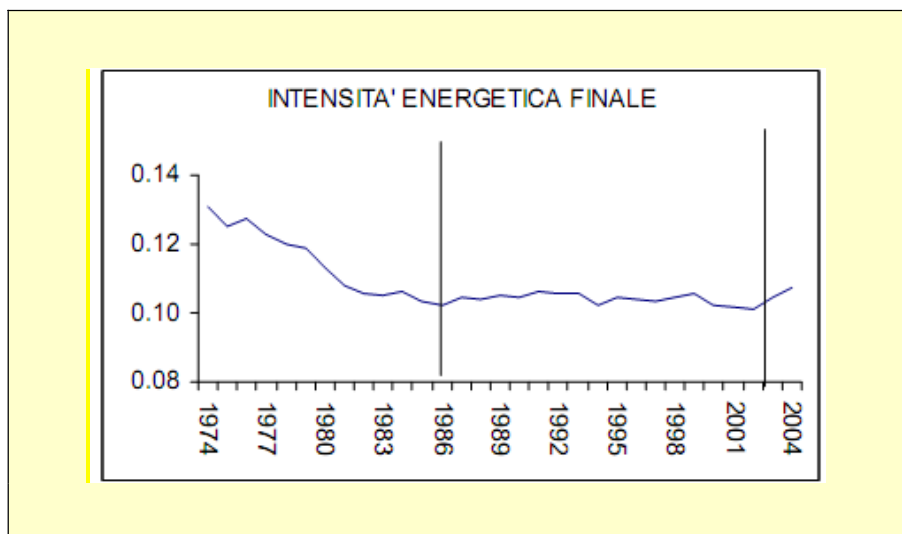


Fig. 1.9: Intensità energetica in Italia, dal 1974 al 2004 (ktep/\$) (fonte: FM 2008).

Negli ultimi due anni però si è registrata anche nel nostro Paese una seppure lieve inversione di tendenza. I dati preliminari relativi al 2007 indicano infatti un calo dei consumi energetici dell'1,4% che segue la riduzione dello 0,8% registrata l'anno precedente. Hanno influito in questa dinamica il clima mite, gli alti prezzi dell'energia e i primi risultati delle politiche di intervento avviate dal Governo in carica.

registrato nel 2005, sono complessivamente in ascesa e sembrano trainati soprattutto dalle variazioni registrate nei consumi energetici elettrici e di gas naturale del settore civile, sia terziario che residenziale.”

2. Energia da fonti fossili

Sommario

Le fonti fossili giocano un ruolo egemone grazie a diversi punti di forza che si individuano nel loro relativamente basso costo e nella disponibilità di ampie infrastrutture per il trasporto e la raffinazione.

Per quanto riguarda il carbone, la fonte fossile più economica, in uno scenario di lungo termine si potrebbe prospettare un ampio impiego di tecnologie a basso impatto ambientale come quelle di *clean coal* e di conversione a idrocarburi liquidi, entrambe già sviluppate ed applicate su scala industriale.

Per quanto riguarda il petrolio, si può ragionevolmente ritenere che le riserve mondiali siano pari a 2,5 volte quelle sino ad ora utilizzate. Le possibili sfide tecnologiche nello sviluppo e nella produzione riguardano l'aumento del fattore di recupero dei giacimenti e la riduzione dei costi di sviluppo e operativi. A esse si potrebbe aggiungere lo sfruttamento degli oli non convenzionali, la cui rilevanza continua ad aumentare per le nascenti preoccupazioni sulla stabilità politica delle aree sedi dei giacimenti. L'evoluzione dei consumi di petrolio in Italia dal 1990 mostra un andamento leggermente crescente con ampie oscillazioni.

Il gas naturale, risorsa abbondante e versatile nei suoi impieghi, ha un ridotto impatto ambientale. Esso viene impiegato seguendo una logistica regionale per cui solo il 20% viene avviato al mercato internazionale. Sarebbe importante sviluppare le tecnologie per il trasporto a lunga distanza e per la conversione in carburanti liquidi.

Il consumo di gas naturale in Italia è sempre stato tendenzialmente più elevato che nella maggior parte dei paesi europei. La semplicità del suo utilizzo e il rapido sviluppo delle tecnologie di combustione a basso impatto ambientale ne potrebbero favorire l'uso diretto per molteplici applicazioni, residenziali e industriali, dove il gas ha ormai quasi completamente soppiantato l'uso del petrolio, mentre risulta ancora limitata la sua penetrazione nel settore dei trasporti.

A livello mondiale, secondo le attuali previsioni, entro il 2030 quasi la metà del consumo di gas naturale verrebbe destinata alla produzione di energia elettrica. Le tecnologie avanzate, come i cicli combinati e cogenerativi, potrebbero consentire di ottenere a qualunque scala rendimenti molto superiori a quelli degli impianti a carbone e petrolio.

2.1 INTRODUZIONE

Attualmente nel mondo si impiega una quantità di energia pari a circa $13,8 \cdot 10^{12} \text{ W} = 13,8 \text{ TW}$ di potenza, distribuita fra le diverse fonti come viene illustrato nella Fig. 2.1, che copre un arco di tempo che parte dal 1850 ed arriva sino al 2000.

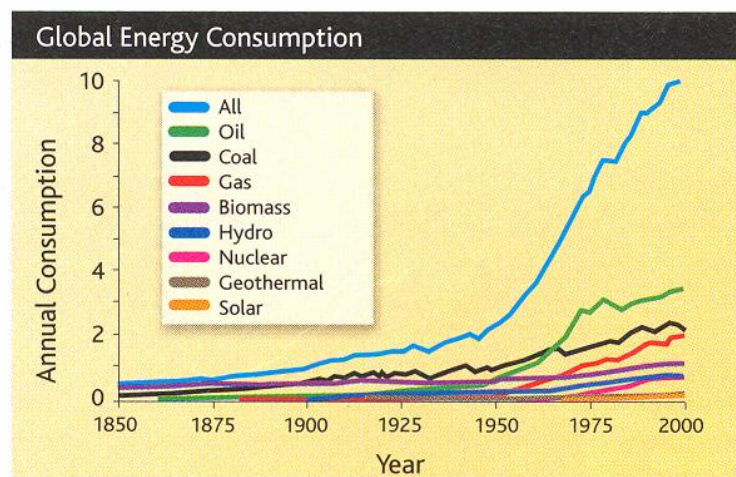


Fig. 2.1: Andamento nel tempo (dal 1850 al 2000) dei consumi delle diverse fonti di energia (*Science*, 309, pag. 550, 2005).

Dalle curve riportate emerge l'importante ruolo delle fonti fossili (gas naturale, petrolio, carbone), il cui impiego supera l'80%, seguite da un 10% circa prodotto dalle biomasse, 6% circa dal nucleare ed il resto dalle energie rinnovabili (idrica, solare, geotermica, eolica). L'Italia ha una posizione in un certo senso atipica, poiché ha bandito la produzione di energia nucleare, privilegia il gas naturale e penalizza il

La posizione egemone dei combustibili fossili è dovuto ai seguenti punti di forza :

- costo relativamente basso dell'energia ottenuta ($\sim 0,04 - 0,05 \text{ \$ /kWh}$);

- disponibilità di ampie infrastrutture per il trasporto del greggio (1000 barili al secondo), la sua raffinazione e la distribuzione dei combustibili finiti;
- la messa a disposizione di un efficace vettore energetico costituito da miscele di idrocarburi.

Il costo dell'energia prodotta dalle diverse fonti è diverso, minimo per quella che deriva dalle sorgenti fossili, e massimo per quella ottenuta dalle sorgenti rinnovabili.

I consumi menzionati diminuiscono all'aumentare del costo delle diverse fonti di energia per cui il loro impiego è sostanzialmente condizionato da fattori economici. Il ruolo egemone dei combustibili fossili riflette pertanto il loro basso costo, che ha limitato sino ad ora il decollo delle altre fonti di energia. Pertanto le moderne economie industriali, dal punto di vista energetico, sono essenzialmente basate sull'impiego dei derivati del carbonio attraverso la combustione. Gli idrocarburi costituiscono anche la materia prima per la preparazione di diversi prodotti chimici di ampio impiego, primi fra tutti i materiali polimerici, e circa il 4% del petrolio viene utilizzato per tale scopo.

2.2 IL CARBONE

Il carbone è la fonte fossile più abbondante in natura. Le sue riserve provate ammontano a circa 900 miliardi di tonnellate che rappresentano i 2/3 circa dei combustibili fossili. Le caratteristiche che ne determinano anche il valore commerciale sono il contenuto di carbonio, il potere calorifico e l'assenza di impurezze.

La produzione mondiale annua di carbone, secondo le più recenti stime dell'International Energy Agency (IEA), è di circa 5,5 miliardi di tonnellate che copre il 25% del fabbisogno energetico globale. L'utilizzo preponderante del carbone è nella generazione di elettricità e di calore (68%); una quota significativa (18%) è impiegata nel settore metallurgico.

A differenza degli idrocarburi, le riserve di carbone sono ben distribuite in tutto il pianeta. Grazie a questa peculiarità il carbone è la materia prima meno esposta ai rischi nell'approvvigionamento e alle perturbazioni di mercato. Si prevede anche che i consumi siano in crescita costante (1,4%) con una larga preferenza per gli utilizzi localizzati nei paesi di produzione (85%) nel settore della generazione termoelettrica. Tuttavia il carbone risulta particolarmente esposto agli scenari delle politiche ambientali, sia per aspetti connessi ai fattori di inquinamento locali (ceneri, emissioni gassose, NO_x, SO_x, metalli) che per il suo possibile impatto sui cambiamenti climatici globali a causa dell'elevata emissione di anidride carbonica. Appare quindi giustificato che venga dedicata grande attenzione sia ad aumentare i rendimenti dei processi di generazione termoelettrica per combustione diretta (cicli a vapore supercritico con rendimenti che sfiorano il 50%) che ad abbattere le emissioni gassose (NO_x, SO_x, metalli, particolato) e solide (vetrificazione e utilizzo secondario delle ceneri).

In una prospettiva di lungo termine si presentano due linee di sviluppo delle tecnologie di utilizzo del carbone con basso impatto ambientale:

- l'impiego delle tecnologie chiamate *clean coal*,
- la conversione del carbone ad idrocarburi liquidi.

In entrambi i casi si realizza un ciclo di conversione che permette di separare e sequestrare i componenti contaminanti e i gas serra ottenuti nel corso della conversione del minerale. Processo comune ad entrambe le linee è la combustione parziale del carbone per dare gas di sintesi catturando e sequestrando in modo permanente ceneri, metalli, biossido di carbonio, composti solforati e azotati.

La tecnologia *clean coal* si basa sulla gassificazione del carbone a gas di sintesi (CO/H₂), possibilmente a bocca di miniera, seguita dalla purificazione del gas (con segregazione dei contaminanti), e quindi conversione del gas ad energia elettrica, mediante l'*Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) con sequestro stabile della CO₂ in strutture geologiche.

Nei processi di liquefazione si seguono due possibilità:

- la trasformazione diretta del carbone in liquidi mediante un processo di cracking, o pirolisi, idrogenante;
- la liquefazione indiretta che passa attraverso il gas di sintesi con successiva produzione di liquidi tramite la reazione di Fischer Tropsch o la sintesi di metanolo e dimetil etere.

Entrambe queste tecnologie sono state sviluppate e applicate su scala industriale. Rispetto ai greggi di origine petrolifera, i prodotti della liquefazione diretta del carbone (*syncrude*) presentano curve di distillazione significativamente diverse, soprattutto per quanto riguarda il contenuto delle frazioni con elevato punto di ebollizione. Le diverse frazioni si caratterizzano per l'elevata aromaticità e per la presenza di significative concentrazioni di composti aromatici azotati, solforati e ossigenati. La presenza di eteroatomi, in particolare azoto, zolfo e fosforo, tende a concentrarsi sulle frazioni più alto-bollenti. Queste caratteristiche di composizione rendono i liquidi da carbone non adatti per essere direttamente utilizzati come carburanti ma devono essere preventivamente sottoposti a trattamenti idrogenanti (hydrotreating e hydrocracking).

Viceversa un aspetto positivo dei *syncrude* da carbone è l'assenza di metalli quali il nichel e il vanadio, largamente presenti nei greggi naturali particolarmente in forma di complessi di tipo porfirinico oleo-solubili. Rispetto alla liquefazione diretta, la via indiretta che passa attraverso la reazione di Fischer Tropsch offre il vantaggio di produrre carburanti di eccellente qualità.

a) La situazione in Italia

Nel prosieguo verranno sintetizzate alcune significative informazioni relative all'uso dei combustibili fossili solidi. I dati provengono dal rapporto ENEA presentato nel mese di aprile 2007. In esso vengono classificati come combustibili solidi il carbone, il coke, i gas da questi derivati nonché altri combustibili, costituiti prevalentemente da biomasse e rifiuti, combustibili classificabili quindi come fonti rinnovabili o assimilati. In alcuni casi è stato possibile separare il contributo di questi ultimi da quelli dei combustibili fossili, mentre in altri ciò non è stato possibile.

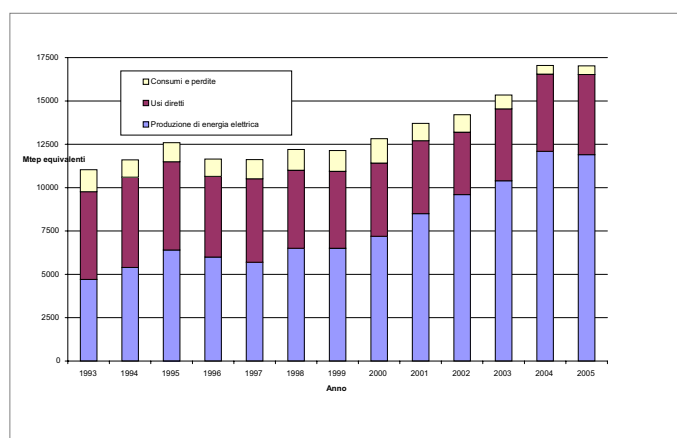


Fig. 2.2: Consumo di carbone, coke e gas derivati in Italia dal 1993 al 2005 [Mtep].

L'andamento dal 1990 in poi nell'uso dei combustibili fossili mostra, dopo un periodo sostanzialmente stazionario o con un modesto incremento che va all'incirca dal 1993 al 2000, un aumento significativo fra il 2000 ed il 2004 legato soprattutto all'incremento dell'uso del carbone nella produzione elettrica (messa in esercizio dell'impianto ENEL di Brindisi Sud).

Questo aumento è essenzialmente legato al fatto che il carbone è attualmente la fonte fossile più economica e di sicuro approvvigionamento.

b) Gli usi diretti

I consumi diretti di combustibili solidi sono da attribuire essenzialmente all'impiego nell'industria siderurgica e in misura minore in quella dei materiali da costruzione. Si rileva una piccola percentuale, circa costante nel tempo, legato a un utilizzo non energetico, mentre l'impiego di questo tipo di combustibili nel terziario e nel residenziale si è praticamente azzerato negli ultimi 10 anni.

c) La produzione di energia elettrica

L'aumento dell'uso del carbone negli anni recenti è prevalentemente dovuto al suo utilizzo per la produzione di energia elettrica, passata da 5 Mtep nel 1993, a 12 Mtep nel

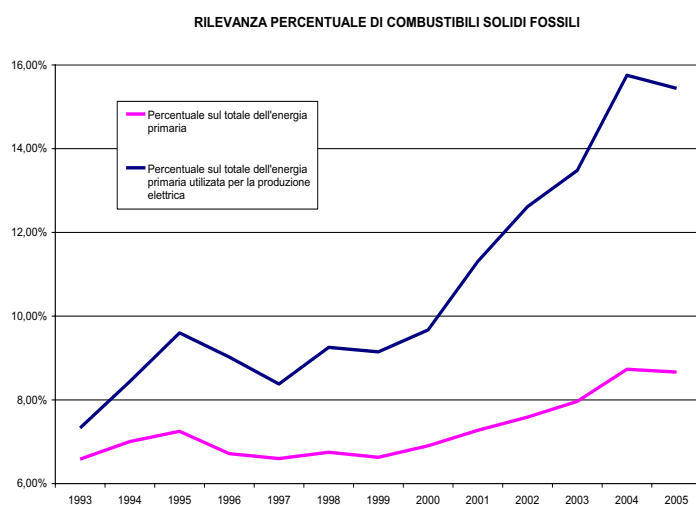


Fig. 2.3: Consumo percentuale di carbone, coke e gas derivati in Italia dal 1993 al 2005.

2005. L'incidenza percentuale dell'utilizzo del carbone nella produzione di energia elettrica è all'incirca raddoppiata, salendo da meno dell'8% a sfiorare il 16%. Questo aumento ha trascinato anche quello della percentuale del carbone sul totale dell'energia primaria, che è passato dal 6 % all'8% circa. In queste applicazioni il carbone ha sostituito quote progressivamente crescenti di petrolio.

Occorre sottolineare che la percentuale calcolata sul totale dell'energia primaria utilizzata

per la produzione elettrica è diversa (e precisamente un po' superiore alla percentuale di energia elettrica prodotta da fonti fossili solide), per il minor rendimento di questa fonte rispetto ad altre.

2.3 IL PETROLIO

Il petrolio è costituito da una miscela di idrocarburi gassosi, liquidi e solidi con prevalenza di quelli saturi (le paraffine, a struttura aperta, e i nafteni, a struttura ciclica), seguiti dalle olefine, insature per la presenza di doppi legami, e dagli aromatici, nei quali sono presenti anelli benzenici. Si ritiene che il petrolio si sia formato da materia organica depositata sul fondo del mare attraverso un processo di fermentazione che si è protratto per alcuni milioni di anni, con il concorso di batteri anaerobici e di catalizzatori inorganici. La scoperta di nuovi giacimenti profondi ha rinverdito l'ipotesi che esso possa avere tratto origine anche da precursori minerali. Questa possibilità aprirebbe interessanti prospettive sulla disponibilità delle riserve.

a) La situazione mondiale

Ogni anno vengono estratti 30 miliardi di barile di petrolio, circa 1000 barili al secondo. Risulta allora legittimo chiedersi se ne esista una quantità sufficiente per alimentare in futuro le richieste mondiali e se i recenti aumenti del suo costo siano un indizio dell'esaurimento delle riserve. Il costo di un barile di petrolio subisce fluttuazioni dovute a fattori economici

politici. Le tendenze al rialzo si devono in parte attribuire alla discrepanza che si è creata fra l'aumento della domanda, dovuta soprattutto all'incremento dei consumi nei paesi in via di sviluppo, e le limitate capacità estrattive e di raffinazione che si sono create a conseguenza della mancanza di investimenti.

In accordo ad un modello formulato nel 1956 dal geologo M. King Hubbert, operante presso i laboratori della Shell, la produzione di petrolio segue una curva a campana con il massimo in corrispondenza del 50% della quantità totale di petrolio presente nel sottosuolo, includendo le riserve e le risorse (*Ultimate Recoverable Resources*, URR). Secondo i pessimisti il picco si manifesterà entro il 2010, mentre, secondo gli ottimisti, tale evento non si presenterà prima del 2020. Come si vede esiste una notevole incertezza, ma si deve comunque osservare che il raggiungimento del massimo di produzione avrà conseguenze profonde sulla nostra economia che dipende profondamente da tale sorgente di energia.

Si può ragionevolmente ritenere che le risorse petrolifere mondiali di URR siano pari a circa 2,5 volte quelle finora utilizzate che ammontano a quasi un trilione di barili. L'attività di esplorazione mira a identificare e rendere disponibili risorse non ancora esplorate o scoperte, e richiede competenze tecnologiche e strumentali sempre più sofisticate, che consentano un aumento del successo esplorativo espresso dal rapporto fra i pozzi positivi e i pozzi perforati.

Come menzionato la domanda mondiale di energia mostra tassi di crescita molto elevati, spinta dall'esplosione demografica e dalla crescita economica e industriale nei paesi in via di sviluppo. Nei paesi emergenti la domanda di petrolio cresce a un ritmo di circa tre volte superiore rispetto a quello previsto nell'area OCSE. In particolare il settore della mobilità contribuirà in modo significativo a trainare la domanda. Si può inoltre prevedere che l'offerta di energia si manifesterà per oltre l'80% sulla disponibilità di fonti fossili.

La storia dell'industria petrolifera ha dimostrato come l'utilizzo delle nuove tecnologie possa incidere positivamente su tutta una catena di attività che comprendono l'esplorazione, la perforazione, l'ingegneria e produzione, e la coltivazione dei giacimenti. Tutto ciò contribuendo ad aumentare il rateo esplorativo, ad incrementare il fattore di recupero dei campi, migliorando nel frattempo le condizioni di sicurezza delle operazioni e riducendone l'impatto ambientale.

Le nuove tecnologie hanno ridotto i costi di ritrovamento e estrazione del 50-80% a seconda delle aree geografiche. Il contributo più rilevante è stato fornito dalle tecnologie sismiche e di perforazione, con i sistemi di produzione subacquei e sommersi. La progressione della scoperta degli ultimi trenta anni appare in crescita costante e dovrebbe arrivare a superare il 30% (media mondiale) nel 2010. Non sarà tuttavia infrequente che superi l'80% in nuove aree esplorative nelle quali risulterà possibile applicare con successo alcune tecnologie innovative di esplorazione che tendono a migliorare l'immagine del sottosuolo utilizzando segnali sismici ad alta risoluzione. Queste tecniche, grazie ai miglioramenti in corso, consentiranno di discriminare i corpi litologici dai contenuti in fluidi, quali l'olio, il gas e l'acqua. In rapido sviluppo sono anche le tecnologie per "vedere" in dettaglio i corpi geologici in profondità. Un ulteriore impulso all'individuazione dei giacimenti verrà dalla modellazione quantitativa dei bacini sedimentari e dalle tecniche di analisi delle tracce di idrocarburi in superficie. Tutto ciò con particolare impiego della geochimica e della spettrofotometria aerea, che combinate hanno portato a risultati molto promettenti.

Le grandi sfide tecnologiche nello sviluppo e produzione sono sostanzialmente tre e riguardano in prima istanza l'aumento netto del fattore di recupero dei giacimenti ad olio e la riduzione dei costi di sviluppo e operativi. Un'ulteriore sfida che verrà considerata in seguito riguarda lo sfruttamento dei cosiddetti oli non convenzionali.

Attualmente solo il 30% circa dell'olio scoperto viene in media estratto, ma alcune esperienze hanno dimostrato che l'applicazione integrata di nuove tecnologie emergenti può

portare a fattori di recupero di oltre il 70%. Sembra quindi possibile raggiungere entro il 2015 fattori di recupero medi di circa il 50%. Per tale scopo sembrano promettenti alcune tecnologie di tipo esplorativo quali la sismica 4D (sismica tridimensionale ripetuta nel tempo) e la tomografia inter-pozzo, che si diffonderanno e permetteranno di monitorare in tempo reale i giacimenti. Tutto ciò fa ritenere che, entro dieci anni, la maggior parte dei campi sarà dotata di sensori in superficie e questo grazie anche alla miniaturizzazione degli strumenti e all'impiego di fibre ottiche. Si potranno massimizzare la produttività di pozzo ed il drenaggio di ogni parte del giacimento e quindi ottimizzare i processi di recupero assistito (*Enhanced Oil Recovery* (EOR)). Il problema della gestione dei gas acidi e dello zolfo è legato da un lato alla salvaguardia ambientale, e dall'altro alla qualità degli idrocarburi prodotti. Questo aspetto riguarda attualmente il 25%-30% della produzione mondiale di gas naturale, ma la quota sembra destinata ad aumentare nel tempo fino al 40%, se aree come la Russia ed il Medio Oriente diverranno attori importanti nell'offerta mondiale di gas naturale. Questo fatto lascia prevedere che nell'arco di quindici anni si manifesti un aumento sensibile della produzione annua di zolfo legata all'estrazione di gas naturale. Ciò fa sorgere una serie di difficoltà che impongono progressi tecnologici sia per evitarne la produzione (reiniezione di gas acidi in giacimento) sia per favorirne nuove applicazioni.

Le crescenti preoccupazioni sulla stabilità politica delle aree in cui sono localizzate le riserve di idrocarburi, fanno crescere l'importanza delle risorse di olio chiamate non

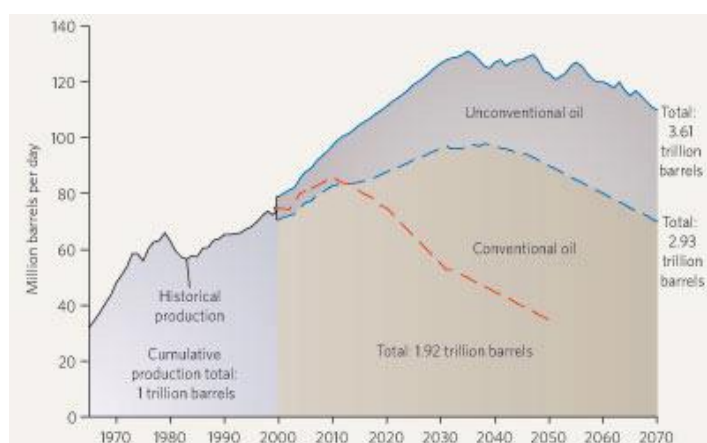


Fig. 2.4: Evoluzione delle fonti primarie di idrocarburi [milioni di barili al giorno].

convenzionali, caratterizzate da frazioni idrocarburiche di elevato peso molecolare (*heavy oils*), che costituiscono con i bitumi (*tar sands*) la più grande risorsa nota e ancora poco sfruttata di idrocarburi. Si prevede che nel 2030 la produzione equivalente di olio non convenzionale superi i 10 milioni di barili al giorno (pari all'8% dell'offerta mondiale di greggio), proveniente in gran parte dalle *oil sands* canadesi e dall'*extra-heavy crude* venezuelano.

Indipendentemente dal momento in cui potrà manifestarsi il picco di

produzione, in uno scenario di lungo termine l'olio convenzionale rappresenterà una quota decrescente della totale disponibilità di idrocarburi, mentre tenderanno ad assumere un ruolo progressivamente preponderante le riserve non convenzionali caratterizzate, come menzionato, da frazioni idrocarburiche di elevato peso molecolare. Essi costituiscono con i bitumi la più grande risorsa, nota e ancora poco sfruttata, di idrocarburi. In prima approssimazione possono essere classificati sulla base della loro elevata densità (gradi API inferiori a 10°). Questa caratteristica che li contraddistingue fa sì che non si possano produrre con le usuali tecnologie estrattive. Le loro risorse mondiali sono stimate a circa 6000 miliardi di barili distribuite principalmente in Venezuela (*Orinoco belt*) e Canada (*Alberta oil sands*). Di queste risorse sono tecnicamente recuperabili, all'attuale stato delle conoscenze, 650 miliardi di barili dai bitumi e 430 miliardi di barili dagli oli pesanti e ultra pesanti.

Verso la fine del 2005 la produzione congiunta di Canada e Venezuela si attestava a circa 1,7 milioni di barili al giorno che rappresenta appena il 2% della produzione mondiale di petrolio. Un aspetto rilevante dei processi di sfruttamento di tali riserve non convenzionali

consiste nell'assoluta assenza di rischio minerario poiché si tratta di enormi depositi ben localizzati e il loro tasso di estrazione dipende solo dalla capacità di *upgrading* e raffinazione.

Le *oil shale* sono rocce sedimentarie laminate a grana fine contenenti dal 5 al 40% di materia organica allo stato solido (kerogene), ovvero il precursore del petrolio non ancora maturato. Da esse è possibile estrarre una miscela di idrocarburi (*oil shale*) attraverso trattamenti termici in impianti di superficie. Nel processo "petronix" ad esempio la *oil shale* è scaldata alle condizioni di pirolisi (350-400 °C), generando fino ad un massimo di 200 litri di idrocarburi per tonnellata.

Le risorse esplorate di *oil shale* (distribuito in 33 paesi) sono stimate a circa 2900 miliardi di barili. Di questi circa 2000 miliardi sono in USA e per la maggior parte in Colorado (1500 miliardi) nella formazione *Green River Shale*. Non esistono, allo stato attuale della tecnologia, stime attendibili sulle risorse tecnicamente recuperabili. Sulla base di alcune considerazioni sulle efficienze prevedibili per i processi di conversione le risorse recuperabili ammonterebbero a circa 1000 miliardi di barili.

In conclusione sulla base del quadro precedente è ragionevole assumere che per parecchi anni le fonti fossili di energia giocheranno ancora un ruolo significativo, a meno che (i) non vengano effettuate significative scoperte, che diminuiscano il costo e l'accessibilità delle fonti *carbon free*, e (ii) non vengano introdotti fattori esterni, quali le tasse ambientali, che ne limitino in modo significativo l'impiego.

b) La situazione in Italia

La Fig. 2.5 mostra l'evoluzione dei consumi di petrolio in Italia a partire dal 1990, ripartita per prodotto petrolifero. La figura mostra un andamento leggermente crescente, con ampie oscillazioni.

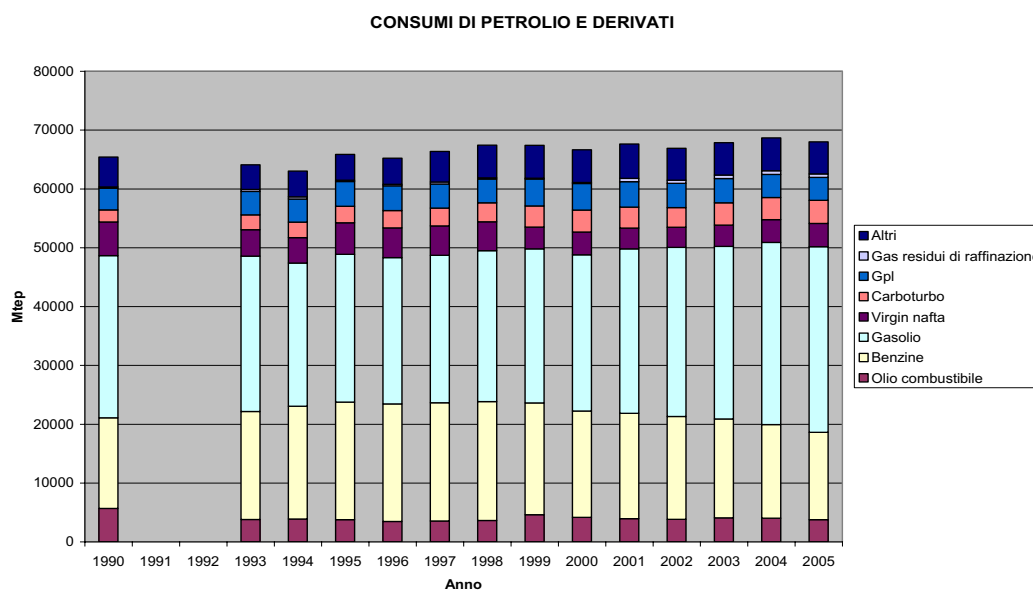


Fig.2.5: Evoluzione nel tempo dei consumi di petrolio in Italia [Mtep].

I due segmenti più interessanti, che coprono la maggior parte del grafico, sono il secondo ed il terzo, che individuano i consumi sotto forma di benzina e gasolio. È interessante notare come il totale di questi sia cresciuto, ma in misura modestissima, mentre ben evidente è il calo della benzina a favore del gasolio. Questo significa che una parte importante del trasporto si è spostato sulla trazione Diesel, con un aumento di efficienza che ha evidentemente compensato almeno in parte l'aumento del traffico.

c) **Gli usi diretti**

Oltre il 50% della produzione mondiale di greggio dovrà soddisfare la domanda di mobilità ed è destinata ad aumentare sino al 54% entro il 2010. L'*International Energy Agency* prevede che nel lungo periodo la domanda energetica per il settore dei trasporti crescerà del 2,1% medio annuo a livello mondiale. Poiché la pressione ambientale sul settore dei trasporti è elevata, nasce la necessità di individuare strategie e misure tendenti a conciliare la crescita della domanda con l'obiettivo di riduzione delle emissioni. Per questi motivi, le autorità nazionali e sovranazionali, le compagnie petrolifere e le case automobilistiche premono per rendere la mobilità mediante autoveicoli sempre più eco-compatibile. Veicoli e carburanti infatti possono essere progettati e impiegati in modo tale da limitare il possibile impatto sull'ambiente locale e globale. Nelle maggiori aree mondiali, le normative impongono specifiche stringenti sul contenuto di zolfo e di composti aromatici, attraverso l'adozione di tecnologie adeguate per ottenere le qualità richieste. Europa Occidentale, USA e Giappone dispongono di raffinerie ad alta capacità di desolforazione mentre i sistemi di raffinazione di altre aree sono meno soddisfacenti. Il mercato delle benzine è oggi composto per il 65% da qualità a basso zolfo; per quanto riguarda i gasoli, dal 2007 la domanda mondiale sarà per il 60% composta da diesel a basso zolfo. La penetrazione di carburanti diversi da quelli petroliferi dipende in prospettiva dalla normativa che verrà messa a punto per favorire l'uso di prodotti meno inquinanti. L'idrogeno rappresenta in prospettiva un carburante di nicchia. Le tecnologie innovative per la mobilità includono anche i motori elettrici alimentati mediante batterie, sistemi ibridi o pile a combustibile. La definizione del carburante ottimale per queste categorie di veicoli, dato il prevedibile impatto sulla raffinazione e sulla distribuzione, richiederà soluzioni e decisioni a livello politico più che tecnico. La penetrazione estesa di nuovi sistemi di propulsione non è prevista prima del 2020, in relazione all'affermarsi delle infrastrutture di trasporto.

d) **Conversione in energia elettrica**

Come accennato in precedenza, solo una quota minima del petrolio, e tendenzialmente in ulteriore diminuzione, viene destinata alla produzione di energia elettrica. Questa quota era di 10,3 Mtep circa nel 2004 e 7,9 circa nel 2005.

In base ai programmi di investimento delle principali aziende elettriche italiane, si può assumere che l'uso dell'olio nella generazione di potenza, per il suo alto costo, debba sparire in pratica nel giro di pochi anni, a meno che esso non ritorni occasionalmente ad imporsi per i limiti di approvvigionamento di altri combustibili, come verificatosi durante la crisi del gas dell'inverno 2006.

2.4 IL GAS NATURALE

Il gas naturale è principalmente costituito dal più semplice degli idrocarburi, il metano. Si stima che nel mondo vi siano elevate quantità di gas naturale, facilmente estraibile. Un'ulteriore fonte potenziale di metano sono i cosiddetti 'gas idrati', costituiti da masse solide biancastre formate da metano e da altri idrocarburi di basso peso molecolare, intrappolati in una particolare struttura cristallina del ghiaccio. Le molecole di acqua formano un reticolo rigido nel quale sono presenti cavità aventi un diametro di circa 8 Å, in grado di ospitare le molecole di metano; a piena saturazione è presente una molecola di metano ogni sei molecole di acqua.

Il gas naturale è una risorsa abbondante e versatile nei suoi impieghi, che consente utilizzi a ridotto impatto ambientale locale. La sua distribuzione è caratterizzata da una logistica regionale oppure macro-regionale. In media, circa l'80% della produzione immessa al consumo resta nella regione di produzione, mentre il restante 20% viene avviato al mercato internazionale. Per soddisfare la crescente domanda di gas proveniente da diverse località

sono necessarie tecnologie per il trasporto di gas via terra su lunga distanza, per la posa di gasdotti in acque profonde, per progettazione, costruzione e manutenzione di gasdotti in ambienti ostili, e per il trasporto di gas liquefatto (GNL). Circa un quinto delle riserve accertate di gas non viene immesso al consumo e viene definito “remoto”, per l’elevato costo delle infrastrutture necessarie per trasportarlo dalle aree di produzione a quelle di utilizzo. Rientra in questa tipologia: 1) il gas non estratto da giacimenti accertati; 2) il gas associato alla produzione di petrolio, reiniettato nel giacimento, bruciato o liberato all’atmosfera. La possibile valorizzazione di riserve e giacimenti di gas remoto è un’opzione strategica dipendente da motivi economici ed ambientali. Laddove le distanze e le quantità in gioco lo consentano, il trasporto del gas naturale trova i suoi sbocchi sul mercato mediante condotte, convenzionali oppure ad alta pressione. Tuttavia, in un contesto di domanda crescente, anche a fronte di rilevanti progetti in corso sul trasporto di gas mediante condotte, il gas naturale liquefatto (GNL) mantiene una buona posizione negli scambi internazionali: nel 2002 circa 450 Gm³ di metano sono stati oggetto di import/export via metanodotti mentre 150 Gm³ sono stati commercializzati sotto forma di GNL

I fattori che governano lo sviluppo del mercato del GNL sono la crescente domanda che favorisce gli investimenti nel settore, la possibile diversificazione degli approvvigionamenti, le limitazioni ambientali relative alle emissioni nell’atmosfera. Le linee di innovazione puntano alla riduzione dei costi lungo tutta la catena (liquefazione, stoccaggio, trasporto, rigassificazione) al fine di rendere il GNL competitivo. Un’altra opzione tecnologica che coniuga le opportunità derivanti dalla elevata disponibilità di gas in aree remote con l’incremento della domanda di carburanti liquidi è rappresentata dalla conversione chimica del gas naturale. La filiera *gas-to-liquids* (GtL) permette, infatti, di impiegare le riserve, ottenere combustibili di sintesi a elevata qualità, perché privi di zolfo ed aromatici, e gasoli diesel ad alto numero di cetano. Un’ulteriore opzione per la valorizzazione del gas naturale è la conversione a opportuni vettori energetici, quali il metanolo e il dimetiletene, direttamente utilizzabili come carburanti o per la produzione di intermedi per uso chimico.

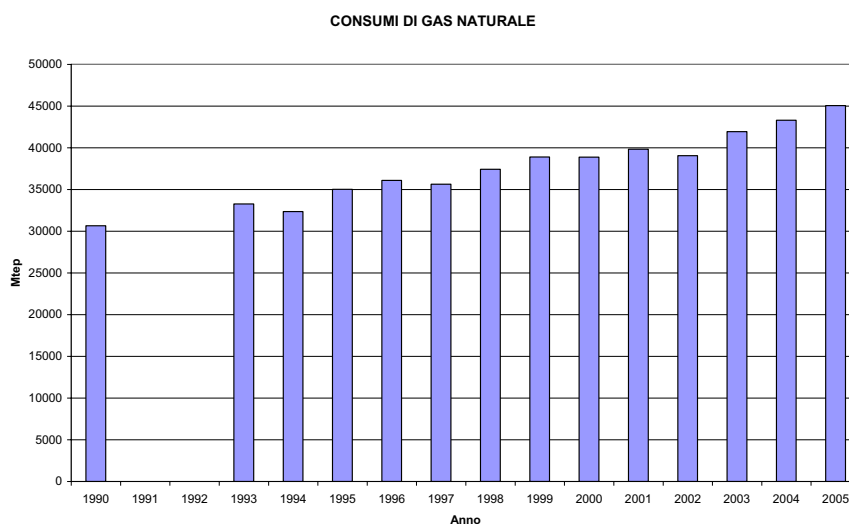


Fig. 2.6: Evoluzione nel tempo dei consumi di gas naturale in Italia [Mtep].

a) I gas idrati

Il primo annuncio della presenza di idrati di metano in depositi naturali risale al 1965, quando ne furono osservati i primi campioni nel permafrost siberiano seguiti da evidenze analoghe nelle aree artiche di Canada e Alaska. Successivamente ci si rese conto che pur essendo stabili a basse temperature e pressioni relativamente elevate sono largamente presenti in una fase cristallina in molte aree del pianeta. Tuttavia la stima sulle dimensioni di

queste risorse presenta grandi incertezze. Quelle eseguite alla fine degli anni '80 ($20 \cdot 10^{15}$ Nm³) si basavano sull'ipotesi che gli idrati fossero concentrati nei margini continentali dove sono preferenzialmente localizzate le formazioni contenenti materiale organico destinato nel tempo a trasformarsi in metano. In realtà la stessa stabilità strutturale dei fondali dipende fortemente dalle proprietà degli idrati. Gli studi sulla gigantesca frana avvenuta circa 8000 anni fa a Storegga, nel Mar di Norvegia, hanno individuato fra le possibili cause il collasso strutturale di formazioni di idrati in condizioni di instabilità. Questi fatti fanno sorgere un atteggiamento di estrema cautela nella prospettiva di sfruttamento di questa risorsa. Infatti le conoscenze in merito a tale possibile sfruttamento sono ancora ad uno stadio iniziale. Per liberare il metano contenuto negli idrati è necessario fornire energia, anche se esiste un bilancio largamente positivo fra l'energia di combustione fornita dal metano stesso e quella necessaria a liberarlo dalla struttura cristallina dell'idrato che lo contiene. I processi attualmente in valutazione sono rispettivamente:

- la depressurizzazione del giacimento mediante produzione del gas libero sottostante alla formazione di idrati;
- il riscaldamento mediante iniezione di vapore o acqua calda;
- l'iniezione di additivi decongelanti (metanolo, glicoli);
- la destabilizzazione mediante iniezione di CO₂ e concomitante formazione degli idrati di CO₂;
- l'estrazione mineraria con tecniche convenzionali.

b) La situazione in Italia

Il consumo di gas naturale in Italia è sempre stato tendenzialmente più elevato che nella maggior parte dei paesi europei. Si tratta della fonte che ha avuto il massimo sviluppo nel periodo considerato, passando da circa 30.000 Mtep nel 1990 a 45.000 nel 2005.

c) Gli usi diretti

La semplicità di utilizzo del gas naturale e il rapido sviluppo di tecnologie di combustione a basso impatto ambientale ne favorisce l'uso diretto per molteplici applicazioni, residenziali, e industriali, dove ha quasi completamente soppiantato l'uso dell'olio, mentre più limitata è la penetrazione nel settore dei trasporti, per la limitata possibilità di accumulo.

d) Conversione in energia elettrica

A livello mondiale il settore elettrico per soddisfare l'incremento di domanda richiederà uno sviluppo in grado di offrire una capacità pari a circa 4800 GW entro il 2030. Entro tale anno, quasi la metà del consumo mondiale di gas naturale sarà quindi destinato alla produzione di energia elettrica. Le tecnologie avanzate, come i cicli combinati e cogenerativi, consentono di ottenere a qualunque scala dei rendimenti molto superiori di quelli degli impianti convenzionali a carbone e a olio combustibile. L'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto nel febbraio 2005 sollecita il miglioramento dell'efficienza e l'impiego della cogenerazione, compatibilmente con l'obiettivo del 18% entro il 2012, promosso a livello europeo.

3. Energia idraulica

Sommario

L'uso dell'energia idraulica rappresenta una delle forme più antiche di sfruttamento di energia naturale.

La produzione idroelettrica italiana, che nel 1963 costituiva circa i 2/3 del totale, è rimasta quasi costante nel tempo, diminuendo progressivamente la sua rilevanza percentuale.

Rispetto all'attuale produzione idroelettrica, che oscilla fra 40 e 45 TWh, si può assumere come potenziale italiano residuo il valore di 15-20 TWh. Il completo sfruttamento di questo potenziale richiederebbe però il superamento di ostacoli ardui di diversa natura, tecnici, ambientali ed economici. Si potrebbe ottimisticamente ipotizzare di qui al 2020 un recupero dell'ordine del 20% di questo potenziale, pari quindi a 3-4 TWh, con una produzione che si potrebbe attestare intorno ai 45-50 TWh, in funzione anche dell'evoluzione dell'idraulicità (ossia l'insieme delle risorse idriche disponibili nei bacini idrografici utilizzati per la produzione di energia elettrica).

3.1 STATO ATTUALE

L'uso dell'energia idraulica rappresenta una delle forme più antiche di sfruttamento di energia naturale, sviluppata originariamente mediante dispositivi di trasformazione dell'energia del flusso di acqua in energia meccanica. Con l'avvento e la rapida diffusione dell'energia elettrica alla fine dell'800, iniziò uno sfruttamento ancora più intensivo di questa risorsa; la trasformazione in energia elettrica sostituì la conversione in energia meccanica, tanto che si parla spesso per questa forma di energia di "uso elettrico obbligato".

Grazie all'ampia disponibilità di risorse idriche nelle Alpi e, in misura minore nell'Appennino, l'industria elettrica italiana nacque in pratica come industria idroelettrica. Nel 1963, anno della nazionalizzazione e della costituzione dell'ENEL, erano installati impianti idroelettrici per 12.500 MW e la produzione idroelettrica fu in quell'anno di 46 TWh, corrispondente al 65% della produzione totale di elettricità.

Dal 1963 al 2006 la potenza installata è quasi raddoppiata, anche grazie alla realizzazione di grandi impianti di pompaggio. Non sono pertanto certamente mancati gli investimenti. Se andiamo però a vedere la produzione, constatiamo che essa è rimasta sostanzialmente costante, con ampie oscillazioni legate alla variazione della disponibilità di acqua per la produzione idroelettrica. Essa è, infatti, influenzata sia dall'evoluzione climatica, che ha portato una diminuzione dell'idraulicità, sia da modifiche legislative, con l'introduzione del concetto di Deflusso Minimo Vitale.

La Fig. 3.1 mostra l'andamento della produzione primaria e di quella dovuta ai pompaggi⁹, per un lungo periodo, che va dal 1963, anno della costituzione dell'ENEL, al 2006. L'analisi del grafico mostra una produzione primaria tipicamente oscillante fra 40 e 45 TWh, con alcuni picchi più o meno accentuati. Picchi < 40 TWh si sono avuti a metà degli anni '70, all'inizio degli anni '90 e più di recente nel 2003 e 2005. Picchi > 45 TWh si sono avuti nel 1979 e nel 2001. È interessante notare che il valor medio della produzione primaria risulta di 41,3 TWh considerando l'intero periodo dal 1963 al 2006, e praticamente lo stesso,

⁹ I dati di produzione derivano dai dati statistici messi in rete dalla società TERNA, la società a maggioranza pubblica che regola la produzione di energia elettrica in Italia (sito web www.terna.it).

I dati di TERNA forniscono in prima istanza i valori di energia complessivamente fornita da tutti gli impianti idroelettrici, sia alimentati dagli afflussi naturali che dagli impianti di pompaggio. Per gli anni dal 2000 in poi sono disponibili anche i valori separati per le due componenti. Le valutazioni del presente capitolo sono state estese anche agli anni precedenti al 2000 ipotizzando che l'energia prodotta dai pompaggi sia pari alla *potenza assorbita* (dato disponibile nel data base TERNA), moltiplicata per un rendimento complessivo del sistema del 73%.

41,1 TWh, considerando solo gli ultimi 10 anni. Si può pertanto concludere che in effetti non c'è particolare motivo di temere un ribasso stabile della produzione in futuro, e che i fattori negativi discussi in precedenza sono stati finora sostanzialmente controbilanciati dall'aumento della potenza installata.

Per quanto riguarda questo aspetto, constatiamo in effetti che a fronte dei 12,5 GW del 1963, nel 2006 essa aveva raggiunto i 21,3 GW, di cui un terzo costituita da impianti di pompaggio¹⁰. Dei restanti impianti, circa l'85% era associata ad impianti di potenza superiore a 10 MW, circa il 2,5% ad impianti di potenza inferiore a 1 MW. I programmi in corso fanno prevedere uno sviluppo a medio termine degli impianti primari fino a circa 14.300 MW per quelli superiori a 10 MW, e circa 2.400 MW per quelli di potenza inferiore.

3.2 TENDENZE FUTURE

Come si evince dal trend della produzione negli ultimi anni, le possibilità di espansione della produzione idroelettrica sono attualmente abbastanza limitate. Interessante può risultare una ricognizione del potenziale di microidraulica, che secondo alcuni studiosi ammonterebbe a diverse centinaia di MW e potrebbe coinvolgere anche i soggetti gestori di bacini idrici: un siffatto potenziale potrebbe giustificare innovazioni tecnologiche per lo sfruttamento di tale potenziale a costi più contenuti. Una ricognizione più dettagliata delle potenzialità dei piccoli impianti è contenuta nel rapporto CESI "Sviluppo delle potenzialità residue dell'idroelettrico

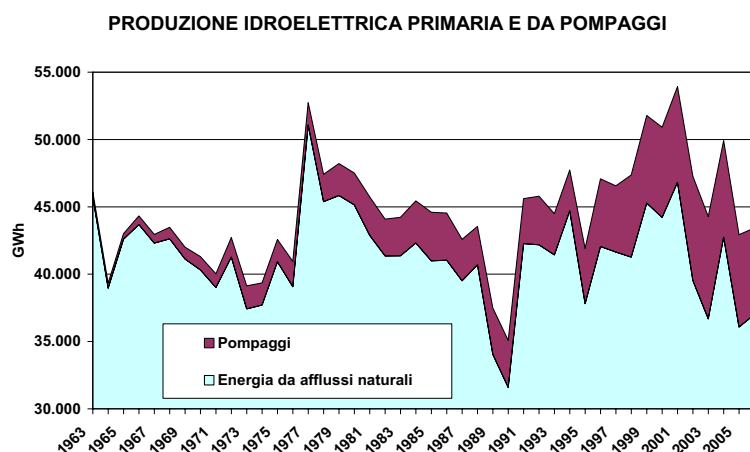


Fig. 3.1: Andamento della produzione idroelettrica dal 1963 al 2005.

minore in Italia", redatto da E. Brega nel 2001 nell'ambito della cosiddetta "Ricerca di Sistema".

Sinteticamente si può affermare che, pur in un quadro di progressivo esaurimento delle disponibilità non sfruttate della fonte idraulica, sia possibile giungere entro il 2020 a una potenza complessiva di circa 18.000 MW, dei quali 3.000 MW di impianti di potenza inferiore ai 10 MW.

Tale valore potrebbe rappresentare il limite di questa

fonte in quanto quasi tutti gli esperti convengono nell'affermare che il territorio italiano ha una potenzialità idroelettrica annua di 65 TWh. A riguardo, occorre tener conto dei vincoli autorizzativi e ambientali, a volte insuperabili, che rendono estremamente arduo il pieno sfruttamento del potenziale, di cui la moratoria di un anno che ha recentemente interessato la Provincia di Sondrio rappresenta un significativo esempio.

I costi di investimento unitari per il conseguimento degli obiettivi di potenza sopra riportati vengono stimati crescenti in connessione alla progressiva marginalità delle iniziative ed al fatto che si tratta di una tecnologia matura.

In conclusione, rispetto all'attuale produzione idroelettrica, che oscilla come visto fra 40 e 45 TWh, si può assumere come potenziale italiano residuo il valore di 15-20 TWh. Il completo sfruttamento di questo potenziale richiederebbe però il superamento di ostacoli ardui di diversa natura, tecnici, ambientali ed economici. Si potrebbe ottimisticamente ipotizzare di qui al 2020 un recupero dell'ordine del 20% di questo potenziale, pari quindi a

¹⁰ Compresa l'intera potenza degli impianti di pompaggio misti.

3-4 TWh, con una produzione che si potrebbe attestare intorno ai 45-50 TWh, in funzione anche dell'evoluzione dell'idraulicità (risorse idriche disponibili nei bacini idrografici utilizzati per la produzione di energia elettrica).

4. Energia da sorgenti geotermiche

Sommario

L'energia geotermica è quella prodotta dalle reazioni nucleari che hanno luogo nel cuore della Terra.

Nel mondo sono disponibili circa 9 GW elettrici (78.8 TWh/anno) da fonte geotermica. L'Italia possiede la quarta capacità geotermica installata nel mondo (795 MW – 6.96 TWh/anno). Analisti stimano che l'Italia potrebbe avere il più grande potenziale geotermico nel mondo per singolo abitante.

La produzione geotermica italiana destinata alla produzione di energia elettrica è da diversi anni sostanzialmente stabile intorno a 5.3-5.5 TWh/anno. Non si ritiene che in questo settore ci possa essere un significativo aumento, dato che il livello di potenza è adeguato sulla potenzialità dei campi geotermici già sfruttati. Si potrebbe passare da 5-6 TWh a circa 6-7 TWh. Importante potrebbe risultare il contributo delle installazioni di bassa entalpia per il riscaldamento e/o condizionamento di edifici.

4.1 INTRODUZIONE

L'energia geotermica è quella prodotta dalle reazioni nucleari che hanno luogo nel cuore della Terra. Il flusso di energia geotermica medio è pari a $0,057 \text{ W/m}^2$. Dato che la superficie terrestre è pari a $5,2 \cdot 10^{14} \text{ m}^2$ la potenzialità geotermica della terra è pari a 30 TW. Se si considerano unicamente le terre emerse (circa il 30% del totale della superficie) tale potenzialità si riduce a 9 TW [1,2]. In realtà tale limite può essere superato in quanto è possibile pensare ad installazioni *off-shore* localizzate in siti di forte anomalia. Nel gergo geotermico si indica con anomalia l'eccesso di flusso energetico rispetto al valore basale medio, pertanto una anomalia di 10 significa che in quel sito il flusso di energia è dieci volte superiore a quello medio. Esso è sostanzialmente dovuto ad una riduzione dello spessore della crosta terrestre nelle regioni di attrito fra le zolle tettoniche, come illustrato in Fig. 4.1[3].

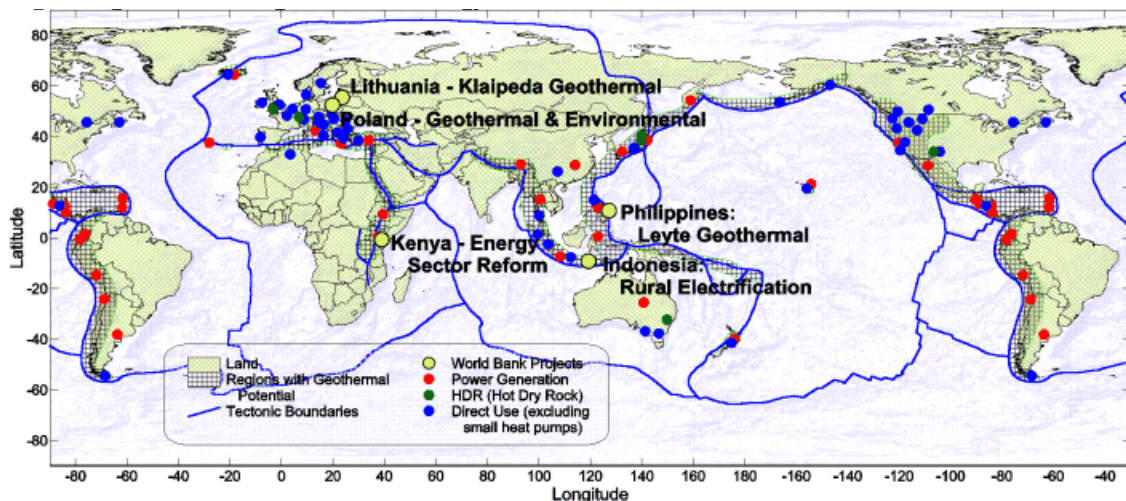


Fig. 4.1: Localizzazione sulla Terra delle regioni di forte anomalia geotermica e delle installazioni d'impianti di generazione di potenza [3].

4.2 LE TECNOLOGIE

Lo sfruttamento dell'energia geotermica avviene oggi sostanzialmente con procedimenti di tipo idrotermale, ovvero basati sull'impiego di sorgenti naturali di miscele di acqua e vapore ad alta temperatura (maggiore di 150-200 °C). Si tratta quindi di una tecnologia nella quale ci si limita a praticare un foro in uno strato di rocce calde contenenti il fluido caldo, il

quale emerge in superficie e viene quindi inviato in una turbina dopo essere stato purificato dai composti corrosivi e nocivi e dai detriti di roccia che vengono trascinati. Purtroppo, queste sorgenti costituiscono un vero e proprio miracolo della natura, e pertanto risultano sfruttabili solo in pochi casi. Se lo strato di rocce è caldo e secco (*hot dry rock* o più semplicemente “HDR”), si possono irrorare con dell’acqua, trasformandola in vapore che viene impiegato per muovere delle turbine o altre macchine termiche.

Il ricorso a strati di rocce secche e calde è apparentemente vantaggioso in quanto sono più facili da localizzare dei giacimenti idrotermali. Infatti, in termini generali medi, la temperatura della terra cresce di 30°C ogni 1000 metri di profondità. Pertanto, sempre in linea di principio, in un qualsiasi punto della crosta terrestre è possibile trovare delle rocce alla temperatura desiderata purché si raggiunga una adeguata profondità. Ad esempio rocce alla temperatura di 150°C possono essere trovate a partire dalla profondità di 5 km. Quindi la tecnologia HDR consiste nella realizzazione di almeno un condotto di mandata (che invia il fluido “freddo” verso le rocce calde) e di almeno uno di ritorno (che raccoglie il fluido “caldo”) come illustrato in Fig. 4.2 (a) [4].

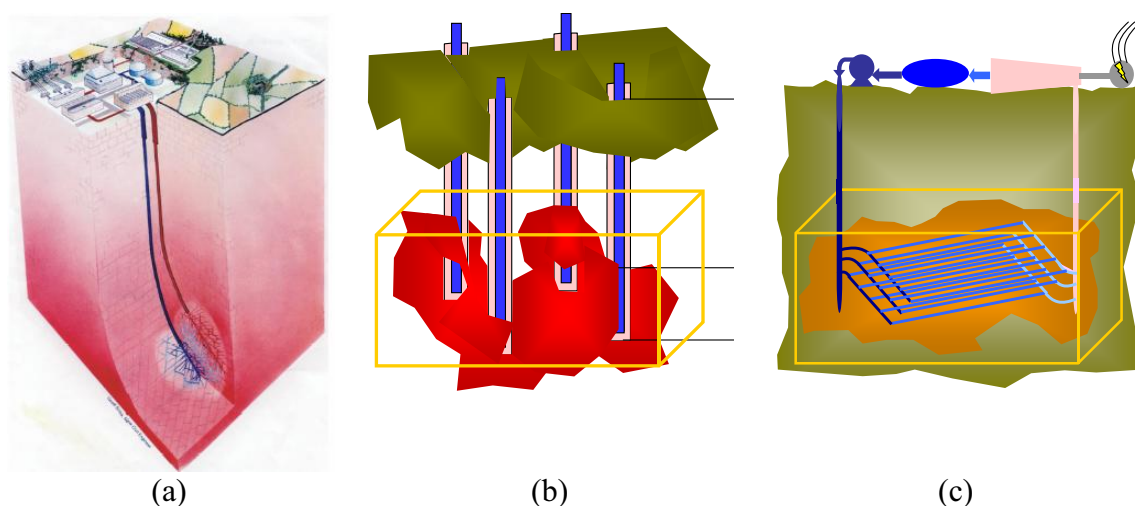


Fig. 4.2: (a) rappresentazione schematica di un impianto HDR. (b) e (c) ipotesi d’impianti di geotermia avanzata a ciclo chiuso rispettivamente a fori multipli coassiali e a scambiatore di calore profondo.

A causa della bassa conducibilità termica delle rocce, per ricavarne energia con una velocità di produzione economicamente interessante, è necessario realizzare un’elevata superficie di scambio termico tramite una adeguata frantumazione dello strato roccioso contenuto tra le perforazioni di mandata e di risalita, realizzate con differenti metodi, quali l’impiego di fluidi in pressione o di esplosivi o di calore. Il controllo delle fessure originate dalla frantumazione della roccia non è però tale da garantire successivamente un ben definito percorso al fluido vettore termico, che in questo caso è sempre costituito da acqua sotto pressione, tra le perforazioni di mandata e di ritorno. Inoltre tale cammino non è stabile nel tempo a conseguenza della mobilità dei detriti di roccia trascinati dal moto del fluido, di fenomeni di incrostazione per deposizione di fasi minerali secondarie, fattori che a lungo andare possono provocare l’occlusione del “circuito idraulico” precedentemente stabilito. Inoltre piccole modificazioni possono comunque alterare sensibilmente il moto dell’acqua dato che esso segue sempre il cammino di minor resistenza ma anche le dimensioni del “circuito idraulico” sono condizionate dalla limitata distanza fra le perforazioni di mandata e di risalita per consentire la fratturazione delle rocce sottostanti. Quindi lo sfruttamento degli strati di rocce secche e calde con questa tecnologia è soggetto a limiti ed a rendimenti fortemente variabili che possono pregiudicarne l’economia del processo stesso. Infine, il

vapore ottenuto risulta, ancor più di quello proveniente dai giacimenti idrotermali, fortemente contaminato e quindi deve essere opportunamente trattato, sia prima di essere inviato in turbina che prima di essere rimesso nel circuito successivo alla sua condensazione. Non ultimo si presenta il problema delle percolazioni del fluido, che portano alla sua perdita in strati profondi senza possibilità di recupero. Questo inconveniente costituisce un notevole problema per le zone ove l'acqua sia una risorsa pregiata. Tutti questi fattori concorrono a determinare una pressione di risalita del fluido modesta (alcune atmosfere) così da limitare i rendimenti termodinamici. Pertanto, le soluzioni sin qui proposte non si prestano alla realizzazione d'impianti di grossa potenza, essendo attualmente le massime realizzazioni basate sulla tecnologia HDR e le sue modificazioni, limitate ai 5 MW. Inoltre le modeste durate temporali degli impianti sono tali da non permettere un loro adeguato ammortamento.

Pertanto, la prospettiva di sfruttamento del potenziale geotermico richiede la realizzazione d'impianti a ciclo chiuso chiamati sistemi geotermici avanzati (*Enhanced Geothermal Systems*). L'obiettivo di questi impianti di futura generazione è di realizzare un vero e proprio scambiatore di calore, caratterizzato da una rete di tubi di piccolo diametro, in modo tale da produrre una elevata superficie di scambio termico, come quelli illustrati nelle Fig. 4.2 (b) e (c) [5]. La tecnologia attuale consente la realizzazione di tubi coassiali (*well-bore*) dove il fluido in pressione è iniettato sul lato esterno e raccolto in risalita dal tubo interno [6]. Termodinamicamente più efficace è la soluzione di "posare" lo scambiatore di calore a tubi "orizzontali" alla giusta profondità. Però, al momento attuale, questa soluzione presenta difficoltà di natura specificamente tecnologica, poiché le tecnologie di perforazione profonda non sono ancora in grado di realizzare tali sistemi.

Occorre infine evidenziare il "rischio minerario", ovvero la probabilità che una perforazione non porti a raggiungere campi di temperatura di interesse per lo sfruttamento. Tale rischio è elevato qualora si esplorino aree non precedentemente studiate mediante perforazioni campione o precedenti installazioni.

4.3 LA SITUAZIONE ATTUALE

Oggi, lo sfruttamento dell'energia geotermica per la produzione di energia elettrica è sostanzialmente limitato allo sfruttamento dei giacimenti idrotermali. Come riassunto in Tabella 4.1, nel mondo si producono circa 9 GW elettrici da fonte geotermica. In Italia, dallo sfruttamento delle sorgenti idrotermali di Larderello (Livorno), l'ENEL ricava oggi energia elettrica per l'1,5% della quota parte elettrica (circa 0,63 GW - 5,5 TWh/anno) con l'obiettivo di salire al 2-2,5% nel medio periodo.

Tabella 4.1: *Posizione mondiale dell'Italia nella produzione di energia elettrica da fonte geotermica (dati 2005) [7].*

	PAESE	MW		PAESE	MW	% Energia Nazionale
1°	USA	2544	1°	CINA - TIBET	28	30,0%
2°	PHILIPPINES	1931	2°	EL SALVADOR	151	24,0%
3°	MESSICO	953	3°	KENIA	127	19,2%
4°	INDONESIA	797	4°	PHILIPPINES	1931	19,1%
5°	ITALIA	790	5°	ISLANDA	202	16,6%
6°	GIAPPONE	535	6°	COSTA RICA	163	15,0%
7°	NUOVA ZELANDA	435	7°	NICARAGUA	77	9,8%
8°	ISLANDA	202	8°	NUOVA ZELANDA	435	7,1%
9°	COSTA RICA	163	9°	INDONESIA	797	6,7%
10°	EL SALVADOR	151	10°	MESSICO	953	3,1%
11°	KENIA	127	11°	GUATEMALA	33	3,0%
12°	RUSSIA	79	12°	ITALIA	790	2,0%
13°	NICARAGUA	77	13°	USA	2544	0,5%
14°	GUATEMALA	33	14°	GIAPPONE	535	0,3%
15°	CINA - TIBET	28		RUSSIA	79	-
16°	TURCHIA	20		TURCHIA	20	-

Una valutazione del potenziale geotermico nazionale effettuata nel 1993 dall'ENEA indica che in Italia complessivamente le risorse per la generazione di energia elettrica (siti con temperatura delle rocce superiore a 200°C e profondità inferiore ai 3 km) ammontano a 4,7-5,3 GW nelle zone di forte anomalia. La Fig. 4.3 mostra la distribuzione termica del sottosuolo italiano, evidenziando le notevoli potenzialità di questa fonte per quanto riguarda il nostro Paese [8]. Nell'area dei Campi Flegrei (Napoli) e di Larderello (Livorno) si riscontrano anomalie dell'ordine di 100. Esiste inoltre la dorsale tirrenica sottomarina, dove i valori di anomalia possono superare i 200, corrispondenti a flussi energetici pari a 5-10 W/m².

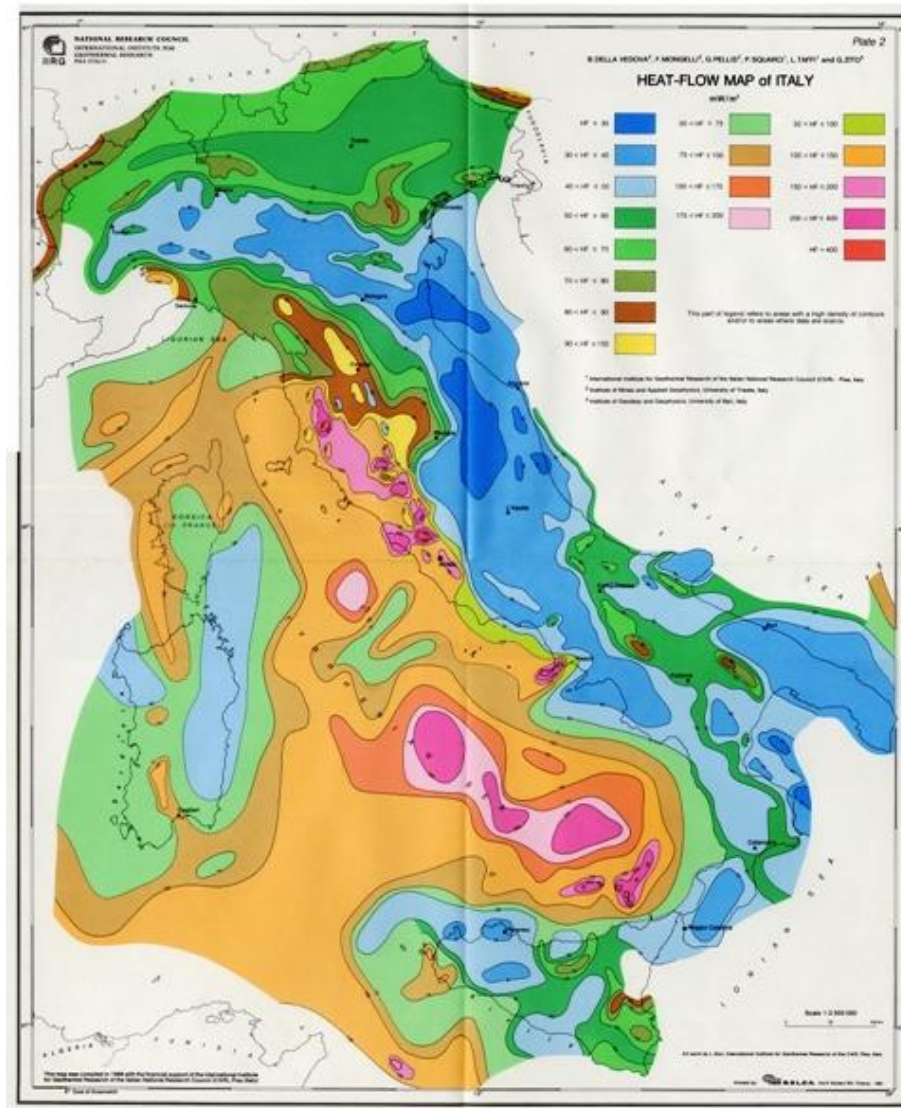


Fig. 4.3. Distribuzione dei flussi di energia geotermica in Italia [8].

4.4 LE PROSPETTIVE FUTURE

Come per tutte le fonti rinnovabili, la possibilità di penetrazione della fonte geotermica, senza incentivazioni di natura politica, dipende dalla sua disponibilità e dal suo costo. Quest'ultimo fattore è quasi del tutto dovuto all'ammortamento dei costi d'investimento e dai costi di esercizio, poiché la "materia prima" è gratuita e i costi di manutenzione sono solitamente limitati. Un impianto di generazione di energia elettrica per via geotermica è

costituito sostanzialmente da due sezioni. Quella “fuori terra”, del tutto analoga a una centrale termica convenzionale, dove il vapore prodotto nella “caldaia geotermica” è convertito in energia elettrica tramite un ciclo termodinamico vapore (tipo Rankine o Kalina). I costi di questa sezione d’impianto sono simili a quelli di una centrale termoelettrica di potenza analoga (se le temperature consentono l’impiego di acqua quale fluido termico) o leggermente superiori (se le temperature più basse impongono l’uso di miscele acqua/ammoniaca), in quanto il vapore è generato in uno scambiatore di calore, che riceve il fluido del circuito geotermico, anziché in una caldaia, mentre le restanti apparecchiature (turbina, pompa e condensatore) sono esattamente le stesse. La parte costosa è rappresentata dalle perforazioni realizzate per la ricerca del giacimento caldo. Tale costo dipende dalla profondità che deve essere raggiunta e dalla natura degli strati rocciosi che devono essere perforati. In termini medi essi si aggirano sui 1-1.5 M€/km di perforazione [9]. Quindi, supponendo di localizzare un giacimento alla temperatura desiderata intorno ai 3 km di profondità, la semplice realizzazione di un foro di mandata e di uno di ritorno comporta un investimento fra i 6 ed i 9 M€. Quindi tutto il gioco dell’economicità si gioca sugli anni di ammortamento di tale investimento. Si pensi, per esempio, che a Larderello esistono pozzi in esercizio da più di 100 anni.

È da sottolineare l’ultimo fondamentale vantaggio legato alle centrali Geotermiche EGS a ciclo chiuso: la sicurezza, l’assoluto rispetto dell’ambiente, in assenza di emissione di CO₂; infatti il fluido di scambio termico, in circolazione forzata nei tubi interrati, non entra in contatto alcuno con le rocce e, in generale con il sottosuolo, esclude qualsivoglia implicazione negativa per l’ambiente e per le popolazioni locali, in assenza di scorie di qualunque tipo; il bilanciamento poi fra la potenza della centrale, il calore sottratto ed il riequilibrio naturale, permetterebbe poi di assicurare la continuità e sostenibilità del sistema nel lungo periodo.

4.5 LO SFRUTTAMENTO DELLE SORGENTI DI BASSA ENTALPIA

Per concludere l’analisi sulla fonte geotermica è importante evidenziare il possibile contributo degli approcci a “bassa entalpia”. In essa si impiegano tutte quelle installazioni che consentono di ottenere un fluido intorno ai 70°C, in modo tale da poter essere impiegato nel riscaldamento di edifici tradizionali dotati di termosifoni; in edifici ben isolati e con pannelli radianti il fluido può essere utilizzato già a soli 30°C; l’utilizzo della ben nota e ben sviluppata tecnologia delle pompe di calore può permettere l’utilizzo di fluidi geotermici a temperature ancora inferiori, sfruttando pochi gradi di “salto termico”. Si pensi che una città come Milano consuma l’equivalente di 1,2 GW per il suo riscaldamento. Gran parte di questa energia potrebbe essere recuperata sottraendo calore all’abbondante acqua di falda superficiale (raffreddandola di 1-2°C dai circa 15°C originari), e nobilitandolo ai 70°C desiderati tramite una pompa di calore, che sostanzialmente produce quattro volte la quantità di energia che consuma per il suo sostentamento (una pompa di calore nobilita il calore che prende da una sorgente fredda alla temperatura calda di utilizzo a spese di energia meccanica).

Tenendo conto della natura geologica italiana illustrata in Fig. 4.3, sistemi di riscaldamento civile e industriale basati sulle tecnologie della bassa entalpia potrebbero essere realizzati praticamente in ogni luogo. Al momento sono allo studio anche installazioni dal funzionamento dinamico della porzione più superficiale del sottosuolo, che prevedono il prelievo di calore dal sottosuolo nel ciclo invernale (quando è necessario ottenere il riscaldamento degli edifici) e che restituiscono calore al terreno nel ciclo estivo (quando è necessario realizzare il condizionamento degli edifici).

4.6 CONCLUSIONI

Le migliori conclusioni sull'impiego della fonte energetica di tipo geotermico sono state espresse dal Dipartimento dell'Energia (DOE) statunitense, che in rapporto del 2005 evidenzia che *"Italy's most promising source of renewable electricity generation could be geothermal. The first-ever geothermal power generation took place in Larderello, Tuscany at the beginning of the 20th century. According to the International Geothermal Association (IGA), Italy has the fourth-largest installed geothermal capacity in the world (795 MW)..... Analysts estimate that Italy could have the largest, per-capita geothermal potential, in the world"*¹¹.

Quindi, in definitiva cosa limita lo sviluppo di questa fonte energetica? Nella sostanza, la facilità di gestione di una centrale nella zona di Larderello ha in un certo qual modo frenato la ricerca di nuovi siti, ancorché di natura idrotermale. Altre installazioni, vedi zona del lago di Bolsena (Viterbo) sono state fermate da considerazioni di natura sociale per un rifiuto degli abitanti del territorio dopo che l'ENEL aveva già realizzato tutte le perforazioni necessarie (perdita secca di circa 200 M€). Pensando allo sviluppo di una tecnologia e di un conseguente modello di business esportabile anche in altre realtà, lo sfruttamento dei giacimenti di rocce calde e secche sembra essere il più promettente, ancorché si vogliano perseguire delle ricerche sui sistemi di perforazione che consentano la realizzazione d'impianti a ciclo chiuso dotati di elevata superficie di scambio. Infine, è un vero peccato non puntare anche all'obiettivo minimo di incrementare notevolmente le installazioni in bassa entalpia per il riscaldamento di insediamenti civili e industriali. Quest'ultime prevedono il ricorso a tecnologie note e consolidate e pertanto già oggi disponibili per la realizzazione d'impianti diffusi su tutto il territorio nazionale. Quanto sopra permetterebbe in definitiva lo sfruttamento di una risorsa energetica preziosa, grandemente disponibile in Italia, sia per produzione di energia elettrica che di riscaldamento, completamente rispettosa dell'ambiente, sicura, continuativa, e densa di importanti opportunità tecnologiche ed industriali per la nostra nazione.

BIBLIOGRAFIA

1. R.E. Smalley, "Future Global Energy Prosperity: The Terawatt Challenge", MRS Bulletin, vol. 30, June 2005.
2. MIT Panel, The future of geothermal energy, (2007), www1.eere.energy.gov/geothermal/egs_technology.html
3. Powertube
4. D. V. Duchane, *Geothermal Energy*, Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, Vol. 12., pp. 512-539, 1994
5. G. Santucci, EGS-A Enhanced Geothermal Systems Association, www.egs-a.com
6. J.W. Lund, "The use of downhole heat exchangers", *Geothermics*, vol 32, 2003, p. 535
7. IEA, International Energy Agency, Key World Energy Statistics 2005, www.iea.org
8. Heat Flow Map of Italy, CNR Istituto Internazionale per la Ricerca Geotermica, Pisa
9. U.S. Department Of Energy: www.energy.gov/energysources/geothermal.htm

¹¹ La geotermia potrebbe essere la fonte più promettente di energia rinnovabile per l'Italia. Il primo impianto di generazione elettrica per via geotermica fu realizzato a Larderello, in Toscana, all'inizio del 20° secolo. Coerentemente con l'Associazione Geotermica Internazionale (IGA), l'Italia possiede la quarta capacità geotermica installata nel mondo (795 MW)..... Analisti stimano che l'Italia potrebbe avere il più grande potenziale geotermico nel mondo per singolo abitante.

5. Energia dalle biomasse

Sommario

Il termine biomassa comprende ogni sostanza organica di origine biologica che può essere utilizzata come fonte di energia o come materia prima in campo industriale. In Italia le biomasse costituiscono, dopo l'idroelettrico, la più importante fonte rinnovabile che contribuisce al bilancio energetico nazionale: nel 2005, comprendendo i rifiuti, le biomasse hanno fornito poco più del 2,5% dell'energia primaria, per la maggior parte dedicata alla produzione di energia termica e di energia elettrica. I processi maturi per la valorizzazione energetica della biomassa utilizzati in maniera significativa in Italia sono la combustione diretta della biomassa tal quale e la produzione di biogas da fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, civili o agroindustriali.

Nell'Unione Europea (UE), le prospettive dell'uso delle biomasse a fini energetici vanno inquadrare all'interno della strategia che si pone come obiettivo di produrre entro il 2020 il 20% dell'energia ottenuta da fonti rinnovabili.

Nel settore dei biocarburanti, data l'eccedenza di benzina nel mercato europeo e l'inesistenza di una rete di distribuzione per l'etanolo, ci sarà una maggiore attenzione, nel breve-medio termine, alle opportunità di ampliare il mercato del diesel derivato da oli vegetali. Tuttavia in Europa la resa in biodiesel per ettaro coltivato risulta modesta. In Italia, ciò è aggravato dalla limitata quantità di terreni destinabili alle coltivazioni oleaginose, che rende comunque arduo il raggiungimento di adeguata massa critica. Ne consegue che, visti anche gli obiettivi posti in ambito UE, produzioni significative di biodiesel dovrebbero essere ottenute a partire da feedstock importati, con implicazioni di tipo economico e normativo, oltre che ambientale e sociale.

La produzione di energia elettrica da biomassa sta crescendo con regolarità in questi ultimi anni. Nel 2006 essa è stata di 6,7 TWh. Sarebbe auspicabile un mantenimento di questa tendenza, che potrebbe anche contribuire alla soluzione di annosi problemi di smaltimento dei rifiuti. La produzione ipotizzabile al 2020 risulta di 16 TWh. Nel breve-medio termine sarebbe quindi necessario puntare su impianti di cogenerazione di piccola taglia, 2-300 kW÷1-2 MW, per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda da destinare a comunità montane e aree rurali, al fine di sfruttare in modo ottimale le disponibilità locali di materia prima. Nelle grandi aree urbane sarebbe necessario investire con grande priorità nella termoconversione dei rifiuti solidi urbani per la cogenerazione di energia elettrica, vapore e acqua calda da integrare con reti di utilizzo industriale (soprattutto di piccole e medie industrie) e civile (teleriscaldamento).

5.1 INTRODUZIONE

Per biomassa s'intende in generale ogni sostanza organica di origine biologica che può essere utilizzata come fonte di energia o come materia prima in campo industriale. Come si può facilmente capire, il termine si riferisce ad una varietà estrema di composti e materiali. Se si considerano le applicazioni in campo energetico, che includono sia gli usi diretti come la generazione di energia termica ed elettrica, che la produzione di vettori energetici (utilizzabili in particolare nel campo dei trasporti e chiamati in questo caso biocarburanti), tra tutte le biomasse assumono particolare importanza il legname derivato dalla manutenzione o dallo sfruttamento intensivo di boschi e foreste, svariate sostanze di scarto provenienti dall'agricoltura, dall'allevamento e dall'industria (in particolare quella agroalimentare e quelle del legno e della carta), i rifiuti urbani civili e, infine, prodotti agricoli mirati all'uso energetico.

Con più di 1100 Mtep, le biomasse nel 2004 hanno contribuito per circa il 10% all'energia primaria utilizzata nel mondo. Il loro impiego mostra peraltro un forte grado di disomogeneità fra i vari Paesi: in Africa, ad esempio, esse (per lo più legno, paglia e rifiuti animali) costituiscono mediamente più del 40% dell'energia primaria disponibile, valore che può però anche oltrepassare, in taluni Paesi, il 90%. Nei Paesi industrializzati (OECD) le biomasse contribuiscono invece appena per il 3,4% agli usi energetici primari. In particolare, gli USA ricavano circa il 3% della propria energia dalle biomasse e l'UE poco più del 4%, con punte del 20% in Finlandia e del 16% in Svezia, mentre con meno del 2% del proprio

fabbisogno coperto dalle biomasse, l'Italia è sotto alla media europea. Nell'UE, le prospettive dell'uso delle biomasse a fini energetici vanno inquadrare all'interno della strategia che si pone come obiettivo di produrre entro il 2020 il 20% dell'energia ottenuta da fonti rinnovabili. Questa strategia mira a rispettare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra imposti dal protocollo di Kyoto e a contenere la dipendenza dalle importazioni dai paesi produttori di idrocarburi, attraverso la valorizzazione di risorse localmente disponibili, quali le biomasse.

In termini di usi finali, gran parte delle biomasse utilizzate oggi nel mondo, per un ammontare pari a circa il 7% dell'energia primaria disponibile, soddisfa le esigenze del settore domestico dei Paesi in via di sviluppo. Nei paesi industrializzati, al contrario, le biomasse sono utilizzate primariamente nel settore industriale ed in quelli della generazione termica/elettrica e della produzione di biocarburanti. A questi ultimi due, per le loro prospettive di sviluppo nei rispettivi mercati di riferimento, sono dedicati i capitoli che seguono.

5.2 USO DELLE BIOMASSE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA/ELETTRICA

Gli usi diretti della biomassa in impianti per la produzione di energia termica ed elettrica si basano in generale su cariche quali la legna, gli scarti della sua lavorazione (segatura, trucioli, ecc.) e i sottoprodotti agricoli di tipo ligno-cellulosico (paglia, ecc.). Dato che la produzione di energia termica rappresenta il primo stadio degli impianti oggi più diffusi per la generazione di energia elettrica da biomasse, nel seguito si affronta questo secondo e più articolato ambito che di fatto include anche il primo.

Nel 2004, biomasse e rifiuti a esse assimilabili hanno portato alla produzione di 227 TWh, poco più dell'1% del totale dell'energia elettrica generata nel mondo. Di questi, ben 196 risultano prodotti nei Paesi OECD.

Un quadro generale delle tecnologie di conversione utilizzabili è mostrato in Fig. 5.1, dove si riportano sinteticamente campi di potenze, costi specifici di investimento e rendimenti di conversione dei principali sistemi di produzione di energia elettrica da biomassa.

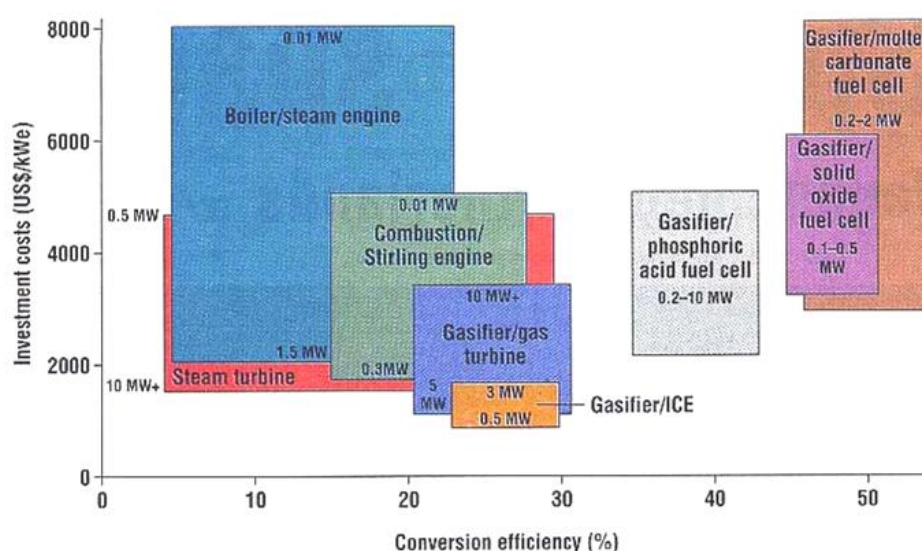


Fig. 5.1: Tecnologie di conversione e relative efficienze di conversione.

La Fig. 5.1 evidenzia come per le potenze maggiori sia possibile impiegare un ciclo a vapore con turbina o un ciclo con turbina a gas, previa gassificazione. Nei campi di potenza inferiori (dell'ordine di 1-3 MWe), sono possibili applicazioni con gassificatore-motore a

combustione interna, motori alternativi a vapore, o (soluzione non indicata nella figura) motori a fluido organico. In un futuro che appare oggi lontano da un interesse commerciale, si potrebbe abbinare la gassificazione della biomassa alle varie tecnologie di celle a combustibile.

Gli impianti per la produzione di energia elettrica da biomasse oggi più diffusi si basano su cicli Rankine a vapore accoppiati a caldaie appartenenti a due tipologie: forno a griglia, fissa per le basse potenzialità o mobile per le alte, oppure caldaia a letto fluido (bollente o circolante). L'adozione di caldaie a letto fluido invece della più convenzionale soluzione con forno a griglia consente, oltre a un miglior rendimento di caldaia, di adottare condizioni di vapore più spinte e quindi maggiori rendimenti del ciclo termodinamico. Per cariche particolarmente difficili può essere utilizzato un tamburo rotante. Sia le caldaie a griglia che i letti fluidi possono essere definiti tecnologie ormai mature, anche se alcune peculiarità delle biomasse ne richiedono un adattamento specifico rispetto ad altre applicazioni. Sono previsti miglioramenti nei sistemi convenzionali in particolare per far fronte alle caratteristiche aggressive di alcune biomasse.

Gli alti costi specifici degli impianti a biomassa, unitamente alle potenze necessariamente limitate (la taglia dell'impianto a biomassa è condizionata dalle dimensioni del bacino di raccolta della biomassa stessa) portano a considerare la possibilità di adottare soluzioni "ibride", in cui la fonte rinnovabile si affianca a quella fossile convenzionale, con una quota che può raggiungere su base energetica il 10-15% del fabbisogno totale dell'impianto. La fattibilità tecnica della co-combustione di biomasse e carbone è stata dimostrata con i principali sistemi di combustione sviluppati per quest'ultimo (generatori di vapore a polverino, sia frontali che tangenziali e a letto fluido, bollente e circolante). Numerose prove sono state effettuate presso centrali a carbone esistenti, sia in USA sia in Europa. La tendenza evolutiva è nella direzione di alimentare una quota crescente di biomassa.

Più lontana dallo stadio di applicazione commerciale è la tecnologia della gassificazione, in cui la biomassa viene alimentata in un reattore (atmosferico o in pressione) che, in presenza di aria ed eventualmente di vapore, la trasforma in un gas di sintesi o *syngas*¹² a potere calorifico medio/basso. A seconda della taglia dell'impianto, delle esigenze dell'eventuale utenza termica e della pressione del *syngas*, quest'ultimo può essere inviato ad un motore alternativo, ad un turbogas, ad un ciclo combinato o, con opportuni accorgimenti, anche ad una cella a combustibile. Anche con questa modalità di trattamento della biomassa, come per la combustione, è possibile una integrazione con impianti di potenzialità elevata: cicli combinati, tramite miscelazione del gas di sintesi con gas naturale; cicli a vapore, utilizzando il gas di sintesi per operare il *reburning* in caldaia al fine di minimizzare le emissioni di NO_x. La tecnologia si trova a uno stadio precommerciale di dimostrazione su grande scala e, in prospettiva, sono attesi miglioramenti soprattutto sui sistemi di purificazione del gas di sintesi. Le esperienze note e documentate su taglia significativa sono relative all'impianto pilota finlandese di Tampere e all'impianto dimostrativo svedese di Värnamo. Quest'ultimo, costruito tra il 1991 e il 1993, è stato un importante passo in avanti nello sviluppo di tecnologie efficienti basate sulle biomasse e a ridotto impatto ambientale. Il programma dimostrativo originale si è concluso nel 2000¹³, rivelando peraltro la necessità di una conferma della tecnologia in centrali destinate all'esercizio commerciale. Tra i vari risultati ottenuti, va sottolineato che le maggiori problematiche sono venute dai sistemi di filtrazione, inizialmente prevista a caldo con candele ceramiche, poi sostituite da filtri metallici che si sono rivelati più affidabili.

¹² Si tratta essenzialmente di una miscela di H₂, CO, CO₂ e vapore.

¹³ L'impianto è oggi utilizzato nel quadro del progetto europeo CHRISGAS dedicato allo studio delle applicazioni a fini energetici del gas di sintesi prodotto da biomasse.

Il maggior sviluppo per la produzione di elettricità da biomassa è previsto in Europa e nel Nord America. Va rilevato che una quota significativa di energia elettrica è oggi prodotta da impianti a biogas proveniente dalla fermentazione anaerobica di rifiuti e residui organici, un mercato in forte crescita.

Per ciò che riguarda i costi di produzione, il panorama è molto differenziato in funzione della tecnologia e del contesto. I costi attuali vanno da 20 \$/MWh in co-combustione, fino a 100-150 \$/MWh per impianti avanzati con gassificazione.

Gli impianti di generazione di energia elettrica da biomassa sono caratterizzati da:

- taglia inevitabilmente limitata (determinata dalle dimensioni ottimali di un “bacino di raccolta” di biomassa);
- necessità di ampi spazi per l’immagazzinamento del combustibile;
- tipologia del combustibile non uniforme e non controllabile;
- temperature dei tubi delle caldaie (e quindi del fluido di lavoro del ciclo di potenza) che, nella soluzione più convenzionalmente adottata (forno a griglia), non possono raggiungere valori troppo elevati, per evitare fenomeni corrosivi;
- linee trattamento fumi molto impegnativi.

L’insieme di queste sfavorevoli caratteristiche fa sì che le centrali, siano esse alimentate a biomassa o con rifiuti solidi urbani (o con una miscela di entrambi) abbiano costi specifici molto elevati (molto maggiori delle centrali a carbone), con rendimenti netti di conversione relativamente scadenti (inferiori al 30%). Occorre aggiungere a queste già sfavorevoli circostanze il fatto che il costo unitario del combustibile, quando non si tratti di un rifiuto da smaltire, è spesso elevato, nettamente superiore al costo unitario di un carbone di buona qualità.

In prospettiva, è prevedibile che si possano ottenere delle riduzioni del costo del chilowattora generato da biomassa, specialmente nel caso degli impianti più innovativi, basati sulla sua gassificazione. Si noti che valori del costo di generazione inferiori (per 20-50 \$/MWh) possono essere ottenuti nel caso di impianti cogenerativi.

5.3 VALORIZZAZIONE ENERGETICA DEI RIFIUTI

Tra tutte le vie disponibili per lo sfruttamento delle biomasse la conversione termochimica, con produzione di energia elettrica e cogenerazione di energia termica, è, dunque, quella che presenta comunque le migliori caratteristiche per una diffusione generalizzata nel breve-medio termine.

La materie prime classificate in questo settore d'uso sono:

- (i) colture di tipo arboreo, arbustivo, erbaceo;
- (ii) materiale derivato da diverse fasi produttive del settore forestale;
- (iii) scarti della lavorazione agroindustriale;
- (iv) frazioni organiche di rifiuti civili.

Tra le sostanze di scarto, utilizzabili nella produzione di energia termica ed elettrica, si possono quindi includere anche i rifiuti solidi urbani.

La composizione dei rifiuti varia in stretta correlazione con le caratteristiche socio economiche della comunità che li genera. In particolare la gestione e lo smaltimento dei rifiuti civili dipendono in misura rilevante dal fatto che il riciclo e il riuso dei materiali di scarto (plastica, carta, vetro, legno, rifiuti organici) siano diventati un elemento determinante per la riduzione delle quantità da inviare a smaltimento.

Data la loro natura intrinsecamente molto eterogenea e poco controllabile, gli impianti ad essi dedicati pongono in generale problematiche tecnologiche più complesse di quelli cui siano viceversa alimentate biomasse di origine e tipologia nota e costante nel tempo.

Le tecnologie di conversione dei rifiuti in energia (*waste to energy*) possono essere classificate in due tipologie: combustione di massa e RDF (combustibile derivato dai rifiuti).

La combustione di massa non comporta particolari pretrattamenti se non la separazione di componenti grossolani non combustibili e l'invio della parte rimanente al forno di incenerimento.

La tecnologia RDF è caratterizzata da interventi preliminari sulla massa di rifiuti quali classificazione, separazione, granulazione che porta alla generazione di varie correnti: il 20-30% può essere recuperato per il riciclo, il 10-20% dovrà essere inviato in discarica, il 50-70% che contiene la componente con maggiore contributo energetico. Quest'ultima frazione può essere ricondotta a un materiale uniforme (RDF) di dimensioni tali da poter essere alimentato a un processo convenzionale per la combustione di cariche solide (forni a griglia o letto fluido).

La tecnologia di combustione in massa, preferita storicamente per la semplicità di gestione, non è altro che un sistema in cui i rifiuti sono inviati in modo discontinuo ad un forno a griglia raffreddato ad acqua. Tipicamente viene mantenuta una riserva di combustibile di 15-40 minuti. Il controllo della combustione è mantenuto solo mediante l'immissione di aria. Le ceneri sono caricate dal fondo, il vapore è inviato ai sistemi di conversione in elettricità e recupero calore.

Il quadro delle tecnologie di conversione termochimica non è in buona sostanza diverso da quello delineato per le biomasse: anche nel caso dei rifiuti urbani, infatti, non si può dire che la gassificazione abbia ancora raggiunto la maturità commerciale e le attuali realizzazioni industriali si basano quindi su processi di combustione, che prevedono nella maggior parte dei casi forni a griglia, accoppiati, per la produzione di energia elettrica, a cicli Rankine a vapore.

I moderni impianti di conversione di rifiuti in energia sono dimensionati nel campo che va da 500 a 2.500 t/g. Un impianto da 1.000 t/g tipicamente soddisfa le necessità di una comunità da 500.000 abitanti.

In uno schema moderno semplificato si utilizzano in sequenza un separatore magnetico per eliminare il materiale ferroso, un sistema di classificazione (flottazione, getti d'aria, setacciatura) per separare i materiali più leggeri (carta, plastica, tessuti) dai più pesanti (pietrisco, metalli non ferrosi).

I rifiuti più leggeri sono frantumati e granulati per fare un combustibile adatto all'alimentazione al combustore (RDF). Tipicamente un RDF contiene circa il 25% di umidità. La composizione su base secca è: carbonio 45%, idrogeno 6%, ossigeno 31%, ceneri 14%, altro (Cl, S, Fe, SiO₂) 4%.

Data la natura della carica, particolare cura viene attribuita in questi impianti all'abbattimento degli inquinanti a valle dello stadio di combustione: si tratta di prevedere sistemi idonei a controllare sia macroinquinanti, come le polveri, i gas acidi e gli ossidi d'azoto, sia microinquinanti, come metalli pesanti e composti organici (diossine e idrocarburi policiclici aromatici), presenti nei fumi in quantità molto inferiori ai primi (si parla di microgrammi o nanogrammi per metro cubo di fumi, contro grammi o milligrammi).

L'abbattimento delle polveri risulta particolarmente importante in quanto queste risultano spesso il vettore di altre sostanze nocive, come metalli e diossine. I sistemi più comuni prevedono precipitatori elettrostatici, filtri a maniche o anche torri di lavaggio ad umido.

I gas acidi possono venire rimossi in appositi reattori cui viene inviato, a secco o in soluzione acquosa, un composto alcalino come la calce (che contribuisce tra l'altro anche alla rimozione dei microinquinanti). In alternativa si possono utilizzare torri di lavaggio con acqua, in cui eventualmente può essere disciolto un reagente (soda o ancora calce).

I sistemi di abbattimento degli ossidi d'azoto, necessari per rispettare i limiti di legge pur utilizzando le migliori tecniche di combustione, inclusa la ricircolazione dei fumi, si basano sull'iniezione di sostanze come l'ammoniaca, che deve avvenire, se non si utilizzano sistemi catalitici, direttamente in camera di combustione o subito a valle di questa. D'altra parte,

l'utilizzo di catalizzatori, anche se più complesso dal punto di vista impiantistico, risulta più efficiente, con abbattimenti anche sopra il 90%, contro il 60-70% di quelli non catalitici.

Il controllo dei microinquinanti, infine, viene effettuato attraverso sostanze adsorbenti come i carboni attivi o ancora con sistemi catalitici.

In generale, le configurazioni delle linee di trattamento dei fumi possono essere molto varie e raggiungere livelli elevati di complessità, in funzione delle tecnologie scelte e degli obiettivi di abbattimento che ci si pone, dipendenti a loro volta dalle normative vigenti in materia.

5.4 LA PRODUZIONE DI BIOCARBURANTI DA BIOMASSE

Tra gli impieghi energetici delle biomasse sta assumendo sempre maggior rilievo la produzione di biocarburanti per il settore trasporti, utilizzando processi di conversione di tipo biologico o chimico, quali la fermentazione alcolica (per ottenere il bioetanolo) e l'esterificazione degli oli vegetali (che produce biodiesel). Per alimentare tali processi sono oggi sfruttate prevalentemente biomasse espressamente coltivate allo scopo (piante oleaginose, canna da zucchero, cereali), ma si stanno sviluppando tecnologie per poter ricorrere, in prospettiva, a biomasse di tipo ligno-cellulosico (come quelle utilizzate per la produzione di energia termica/elettrica) o a coltivazioni di alghe, capaci di garantire maggiori disponibilità senza interferire con i mercati alimentari.

Sono individuabili tre anime che, con motivazioni differenti, sostengono oggi la diffusione dei biocarburanti:

- una ambientalista, che spinge per la riduzione delle emissioni nette di gas serra nell'atmosfera, nell'ambito del Protocollo di Kyoto¹⁴;
- una politica, che aspira a ridurre la dipendenza energetica dai paesi produttori di greggio e a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento diversificando le fonti;
- una agraria, che ricerca nuovi mercati di sbocco per le proprie produzioni.

In sostanza, il settore dei biocarburanti è attualmente costituito da due soli prodotti, bioetanolo e biodiesel, che possono essere utilizzati puri o in miscela con i carburanti tradizionali di derivazione petrolifera. Si noti altresì che rispetto a questi i bio-carburanti, per il loro maggiore contenuto di ossigeno, hanno a parità di volume un minore potere calorifico, ossia una "resa energetica" inferiore e quindi implicano consumi maggiori a parità di distanza percorsa.

Nel 2005 sono stati prodotti, nel mondo, 37 miliardi di litri di biocarburanti, cioè meno del 2% dei consumi del settore trasporti. Il mercato di questi prodotti è decisamente in crescita ed è destinato a confermarsi tale, soprattutto in virtù di normative che ne fissano le quote minime da commercializzare: rispetto al totale dei carburanti immessi al consumo, l'UE intende raggiungere l'obiettivo di una quota di derivazione biologica del 5,75% entro l'anno 2010 (attualmente non arriva al 2% e in realtà ci sono forti dubbi che quell'obiettivo possa venire centrato) e del 10% nel 2020; gli USA hanno come obiettivo per il 2030 una quota del 20% di biocarburanti (in sostanza bioetanolo); in Giappone, infine, esiste la proposta di arrivare entro il 2020 a miscelare alla benzina il 10% di bioetanolo.

Rispetto ai corrispondenti prodotti petroliferi, il costo di produzione dei biocarburanti è per lo più significativamente superiore. Per renderli competitivi compensando tale differenza, essi godono di varie forme di sussidi governativi alla filiera produttiva e di esenzione/riduzione dell'accisa. Finora, l'unico esempio al mondo di produzione industriale affermata su larga scala ed economicamente concorrenziale rispetto ai corrispondenti prodotti di origine fossile è quella del bioetanolo in Brasile, dove da qualche anno non vige più alcuna forma di sostegno alla produzione o di facilitazione fiscale.

¹⁴ Si ricorda che i biocarburanti, sotto il profilo ambientale, presentano anche il vantaggio di essere privi di zolfo (non contribuiscono quindi al fenomeno delle "piogge acide") e di idrocarburi aromatici (tossici e cancerogeni).

Toccate da vicino dall'ingresso sul mercato di questi nuovi prodotti energetici, molte compagnie petrolifere non limitano le loro attività al monitoraggio dell'evoluzione delle tecnologie del settore, ma sono direttamente impegnate in attività produttive, commerciali e di ricerca e sviluppo su biocarburanti innovativi e tecnologie produttive avanzate. Va peraltro registrata l'esigenza da parte soprattutto del mercato dei costruttori che la produzione di biocarburanti sia progressivamente portata sotto il controllo del circuito delle raffinerie, al fine di garantire sufficienti standard qualitativi dei prodotti.

a) Bioetanolo

Il bioetanolo ha caratteristiche affini alla benzina ed è il biocarburante più diffuso al mondo, anche se la sua incidenza (in volume) nel mercato mondiale della benzina è piuttosto modesta (circa il 3%).

Prodotto soprattutto in Brasile e negli USA (rispettivamente con 16 e 14,7 miliardi di litri nel 2005¹⁵), il bioetanolo viene ottenuto in genere da zuccheri, come nel caso brasiliano, o da amido di mais, come negli USA, dove, a fronte di un consumo di benzina di 669 miliardi di litri/anno, si valuta che l'etanolo da cereali possa arrivare a fornire fino a 60-70 miliardi di litri, prima di entrare in competizione con gli usi alimentari¹⁶.

Circa i costi di produzione, l'etanolo brasiliano risulta competitivo con prezzi del greggio maggiori di 35 \$/barile, l'etanolo USA oltre 55 \$/barile, quello prodotto in Europa oltre 100 \$/barile. La competitività dell'etanolo brasiliano è dovuta a congrui investimenti effettuati nell'arco dei primi 15-20 anni dalla sua introduzione, ma soprattutto a condizioni locali particolarmente favorevoli, non riproducibili dovunque, anzi, piuttosto difficili da replicare altrove, tra le quali l'alta produttività e il basso costo della canna da zucchero, legato alla disponibilità di terreni e di mano d'opera molto economica.

Il bioetanolo viene in genere utilizzato in miscela con la benzina di origine fossile. Esistono però limiti tecnico-motoristici alla percentuale massima di bioetanolo che può essere miscelato con benzina: fino al 5% senza modifiche al motore, fino al 10% con leggere modifiche (carburazione) e fino al 25% con significative modifiche al motore (carburazione, iniezione, pompa, filtri, ecc.). Solo in Brasile e, in misura minore, in alcune aree degli USA il bioetanolo è impiegato allo stato pressoché puro (all'85%, c.d. E85) in veicoli costruiti *ad hoc*¹⁷. Nella maggior parte dei casi il bioetanolo viene utilizzato in concentrazioni inferiori: in miscela al 5% (Europa, standard EN228) o al 10% (USA, c.d. *gasohol* o E10).

Il bioetanolo può essere impiegato anche per la produzione di ETBE¹⁸, additivo utilizzato per incrementare il numero di ottano e il contenuto di ossigeno delle benzine. L'ETBE sta progressivamente sostituendo l'MTBE (Metil-Ter-Butil-Etere) che è stato già bandito in buona parte degli Stati Uniti¹⁹ a causa della contaminazione di alcune falde acquifere. In particolare, nell'Unione Europea il bioetanolo è utilizzato prevalentemente per la produzione di bioETBE che può essere miscelato nella benzina con gli attuali standard al massimo al

¹⁵ Negli USA, grazie alle politiche favorevoli in atto, la capacità produttiva è in rapida crescita e le stime disponibili confermerebbero l'avvenuto sorpasso sulla produzione brasiliana nel corso del 2006.

¹⁶ La competizione con gli usi alimentari è un aspetto sempre più avvertito. Il costo dei cereali sul mercato è aumentato nel 2007 in coincidenza con l'impulso dato alla produzione di bioetanolo negli USA. Di recente (settembre 2007) uno studio OCSE ha criticato la corsa ai biocarburanti, che minaccia di causare scarsità di prodotti alimentari e distruzione di habitat naturali. Rispetto ai sussidi per la loro produzione, secondo l'OCSE, dovrebbero essere privilegiate misure per il contenimento dei consumi nel settore dei trasporti e, se mai, investimenti nella ricerca su prodotti avanzati, in particolare sui biocarburanti di seconda generazione che non generino conflitti con il mercato alimentare.

¹⁷ I c.d. Flexible Fuel Vehicles (FFVs) che consentono l'impiego indistinto di alcool e benzina o una qualunque miscela tra i due combustibili nello stesso serbatoio.

¹⁸ L'Etil-Ter-Butil-Etere (ETBE) è un derivato chimico dell'etanolo per reazione con isobutilene.

¹⁹ L'MTBE, inizialmente bandito dallo stato della California, è oggi bandito ufficialmente da 18 Stati degli USA. L'Energy Bill 2005 ha abolito la responsabilità limitata per i produttori di MTBE; di fatto non è più utilizzato in alcuno stato.

15%²⁰.

Il bioetanolo allo stato puro e la benzina con bioetanolo in miscela vanno trasportati in *pipeline* dedicate o veicoli idonei al fine di evitare il contatto con l'acqua che il bioetanolo tende ad assorbire, con riflessi negativi sulle prestazioni motoristiche²¹. Le miscele benzina-bioetanolo sono inoltre più volatili della benzina²², con implicazioni sul rispetto delle specifiche, in particolare nei periodi estivi e nei paesi con temperature più elevate.

Per quanto detto l'ETBE è preferibile al bioetanolo, in quanto non è miscibile con l'acqua, non presenta problemi logistici e, inoltre, non innalza il grado di volatilità della benzina²³. Tuttavia le produzioni di bioETBE potrebbero essere limitate dalla relativa indisponibilità in raffineria di idrocarburi insaturi (olefine) necessari per il processo.

Le produzioni di bioetanolo e di bioETBE contribuiscono ad aumentare un già crescente *surplus* di benzina dell'Europa (oltre 50 mld lt al 2005), a causa dell'evoluzione attesa dei consumi per il processo di *dieselizzazione* (domanda decrescente di benzina e crescente di gasolio). Gli operatori del settore petrolifero sarebbero obbligati a riposizionare i quantitativi di benzina spiazzati dal bioetanolo nelle aree extra-europee (es. USA), con aggravii di costo per la logistica.

Proprio per i problemi di mercato della benzina è stato proposto di miscelare il bioetanolo nel gasolio (c.d. E-Diesel), tuttavia tale operazione appare di difficile fattibilità a causa di problemi tecnici ed economici²⁴, in quanto i processi tecnicamente applicabili (es. *Fatty Acid Ethyl Esters* – FAEE) non sono competitivi con i tradizionali processi produttivi di biodiesel.

b) Biodiesel

Il biodiesel ha caratteristiche affini al gasolio da autotrazione ed è ricavato da oli vegetali (es. colza, girasole, palma) e da oli e grassi di scarto. Il biodiesel è commercializzato quasi esclusivamente in Europa (nel 2005 ca. 3,2 miliardi di litri su un consumo di gasolio di più di 200 miliardi di litri, con un'incidenza inferiore al 2%).

Tranne casi particolarmente favorevoli, il costo di produzione del biodiesel è maggiore di quello del gasolio minerale: ad esempio, riferendosi ad una quotazione del Brent a 70\$/b, produrre biodiesel in Europa costa 0,68 €/litro, gasolio 0,46. Questo confronto non tiene in realtà conto del maggiore contenuto di ossigeno del biodiesel e della conseguente sua minore densità energetica per unità di volume: a parità di condizioni, il costo di produzione del biodiesel in Europa sale a 0,78 €/litro.

In linea teorica, il biodiesel può essere utilizzato nei motori diesel anche allo stato puro. Tuttavia il biodiesel prodotto con il processo tradizionale rilascia quantità non trascurabili di idrocarburi insaturi e di acidi deboli organici, che nel lungo termine (e per concentrazioni di biodiesel superiori al 20-30%) potrebbero determinare la corrosione degli iniettori e dei

²⁰ Le attuali specifiche in vigore nell'UE consentono una percentuale massima nella benzina di "Eteri contenenti 5 o più atomi di carbonio per molecola" – come l'ETBE ($(CH_3)_3COC_2H_5$ – del 15% (in volume). Il limite è stato introdotto allo scopo di rispettare il vincolo del 2,7% (in peso) sul contenuto massimo di ossigeno nella benzina. L'ETBE ha un contenuto di ossigeno del 15,7% (in peso).

²¹ Una logistica dedicata potrebbe costituire una difficoltà di non poco conto in un mercato del bioetanolo di proporzioni considerevoli quale quello che sembra in procinto di realizzarsi, almeno in taluni Paesi.

²² La volatilità esprime la tendenza di un liquido a evaporare e a rilasciare vapori e composti organici volatili (VOC – *Volatile Organic Compounds*). La miscela bioetanolo/benzina subisce, per concentrazioni modeste di bioetanolo, un aumento di volatilità rispetto alla media dei singoli componenti. La volatilità può essere ridotta con l'esclusione dalla miscela – e la conseguente perdita di volume – di componenti leggeri pregiati alto-ottanici (es. butano).

²³ Dopo il bando dell'MTBE permangono dubbi in prospettiva sul mantenimento anche dell'ETBE. L'ETBE è chimicamente simile all'MTBE, fermo restando una minore solubilità in acqua. Se nessuno finora ha criticato l'ETBE, ciò potrebbe essere dovuto a scarsa conoscenza del prodotto.

²⁴ Il principale ostacolo è il basso numero di cetano che genera difficoltà di accensione del bioetanolo per sola compressione. Ulteriori problemi derivano dal modesto potere lubrificante del bioetanolo. Ambedue i problemi possono essere tuttavia superati con additivi oppure utilizzando motori specifici. Il bioetanolo è facilmente infiammabile (*flash point* allo stato puro di 13°C), pertanto lo stoccaggio delle miscele etanolo-diesel, in caso di elevate concentrazioni di etanolo, richiede le stesse procedure di sicurezza della benzina.

materiali plastici utilizzati nella componentistica (es. guarnizioni)²⁵. Le attuali specifiche UE (EN590), in fase di revisione, consentono in ogni modo un contenuto massimo di biodiesel nel gasolio del 5%.

Al contrario del bioetanolo, il trasporto del biodiesel non richiede accorgimenti particolari e risulta anzi più sicuro di quello del gasolio in quanto il biodiesel si incendia a una temperatura più elevata (punto di infiammabilità più alto). Inoltre il biodiesel non presenta i problemi tecnici del bioetanolo (volatilità e igroscopicità²⁶), mentre ha invece il difetto di avere un punto di scorrimento (*pour point*²⁷) più elevato del gasolio tradizionale e il suo impiego in paesi caratterizzati da climi rigidi è delicato.

Nell'Europa occidentale, le produzioni di biodiesel contribuirebbero a contenere il crescente deficit di distillati medi (circa 40 miliardi di litri nel 2005). Qui tuttavia la resa per ettaro coltivato in biodiesel risulta modesta. In Italia, ciò è aggravato dalla limitata quantità di terreni destinabili alle coltivazioni oleaginose, che rende comunque arduo il raggiungimento di adeguata massa critica. Ne consegue che, visti anche gli obiettivi ambizioni posti in ambito UE, produzioni significative di biodiesel dovranno essere ottenute a partire da *feedstock* importati, con implicazioni di tipo economico e normativo, oltre che ambientale e sociale come più avanti evidenziato.

c) Gli attuali processi produttivi

Il processo produttivo del bioetanolo differisce a seconda della biomassa di partenza. Nel caso di colture zuccherine (quali la canna da zucchero utilizzata in Brasile, oppure la barbabietola da zucchero nel caso europeo) si parte da un pre-trattamento, in cui la carica viene frammentata e trattata con acqua calda o vapore per ricavare una corrente liquida ricca in zuccheri. Segue la fermentazione alcolica – che trasforma gli zuccheri in alcool etilico, solitamente ad opera di lieviti. I residui di questo stadio, che contengono sia lieviti che biomassa non convertita, hanno un elevato contenuto proteico e sono solitamente valorizzati come mangimi per animali, costituendo così una voce importante per nell'economia generale del processo²⁸. La successiva fase di distillazione, da cui si ottiene l'etanolo, risulta particolarmente energivora e contribuisce ad abbassare il rendimento complessivo del processo, anche se esiste la possibilità di utilizzare i residui della biomassa di partenza per ricavare l'energia termica necessaria. Questa soluzione è normalmente praticata in Brasile, dove viene a tale scopo impiegato il materiale di risulta (bagassa) proveniente dal pretrattamento della canna da zucchero.

Nel caso di colture amidacee (come il mais che si utilizza negli USA) la prima fase del processo è complicata dal fatto che, a parte la frammentazione della biomassa in appositi mulini, è necessario trasformare in zuccheri l'amido in essa contenuto prima di procedere alla fermentazione. Questa trasformazione, detta saccarificazione, è operata in uno stadio a se stante attraverso l'impiego di enzimi specifici.

Il biodiesel è ricavato dalla spremitura di semi oleaginosi il cui estratto è successivamente sottoposto a trans-esterificazione²⁹ con alcool e un opportuno catalizzatore, in modo da

²⁵ Tale limite può essere ovviato con la produzione di biodiesel a partire da processi idrogenanti che portano le molecole a piena saturazione.

²⁶ L'igroscopicità indica la capacità di una sostanza di assorbire l'umidità e/o acqua dall'ambiente a sé circostante.

²⁷ Il *pour point* indica la temperatura minima al di sopra della quale un fluido scorre senza aiuti esterni. Al di sotto del *pour point* il fluido tende a ispessire e non scorre più liberamente. Il biodiesel ha un punto di scorrimento compreso solitamente tra 0 e -15°C (a seconda della biomassa utilizzata). Il diesel convenzionale ha un *pour point* solitamente compreso tra -20 e -25 °C.

²⁸ Alcuni produttori recuperano anche la CO₂ prodotta durante la fermentazione e la vendono per utilizzi tecnici.

²⁹ Reazione chimica che, attraverso l'utilizzo di metanolo e un opportuno catalizzatore (il più comune è la soda caustica NaOH), permette la rottura della molecola complessa dei grassi (trigliceridi) in molecole più piccole e meno viscosi di esteri e glicerolo (comunemente detta glicerina, sostanza utilizzata nell'industria farmaceutica e cosmetica).

permettere la conversione di grassi complessi (trigliceridi) in esteri (biodiesel), denominati FAME (*Fatty Acid Methyl Ester*) o RME (*Rapeseed Methyl Ester*) se provenienti da colza.

Come sottoprodotto della trans-esterificazione si ottiene la glicerina (resa al 10%), utilizzata nel settore farmaceutico e, in misura minore, in quello cosmetico; questa sostanza, tuttavia, registra attualmente una forte sovrapproduzione mondiale e un prezzo in drastica contrazione. Se i prezzi crollassero ulteriormente diventerebbe più conveniente bruciarla che venderla. Sono allo studio i processi di trasformazione della glicerina in eteri a loro volta miscelabili nel gasolio, tuttavia le possibilità di successo della sperimentazione appaiono scarse per l'indisponibilità in raffineria delle olefine necessarie per il processo.

d) Processi produttivi avanzati

Al di là dei costi, il problema più grande per i biocarburanti è rappresentato dai volumi producibili con le tecnologie oggi utilizzate, dette di prima generazione, in confronto ai consumi attuali e prospettici: queste tecnologie, infatti, non potranno mai fornire quantitativi di prodotto tali da sostituire in modo apprezzabile i carburanti fossili su scala globale, fondamentalmente a causa della tipologia di materia prima che utilizzano. In effetti, le coltivazioni energetiche oggi utilizzate per i biocarburanti mostrano livelli di produttività piuttosto ridotti, che implicano l'utilizzo di vaste aree coltivabili³⁰, in competizione con il mercato alimentare, con le conseguenze economiche e sociali che ciò comporta.

Per aumentare i volumi, è essenziale lo sviluppo di nuovi processi, cioè l'introduzione delle cosiddette tecnologie di seconda generazione, in grado di ricavare prodotto utile da biomasse non destinate all'alimentazione e disponibili in quantità ben maggiori. Una classe di queste biomasse è rappresentata dalle biomasse di tipo ligno-cellulosico³¹, del genere di quelle utilizzate nella generazione elettrica, che possono essere utilizzate per la produzione di biocarburanti secondo due vie: conversione bio-chimica e processi termochimici.

La prima via comporta la necessità di ottenere zuccheri che possano poi alimentare processi fermentativi simili a quelli già oggi utilizzati. I materiali ligno-cellulosici costituiscono le strutture portanti delle cellule vegetali e sono formati fino al 50% da cellulosa e per quote inferiori di emicellulosa e lignina³². Dovendo costituire delle barriere verso l'ambiente esterno, queste strutture sono difficilmente attaccabili da agenti microbiologici e la loro riduzione a zuccheri fermentabili, attraverso un'idrolisi enzimatica³³, risulta particolarmente difficoltosa e costosa, in quanto sono richiesti enzimi specifici, diversi da quelli che si impiegano per la conversione a zuccheri degli amidi. Inoltre, dallo stadio di idrolisi della cellulosa e dell'emicellulosa si ricavano zuccheri di diversa natura: solo per quelli provenienti dalla prima possono essere impiegati i lieviti classici, ma la capacità di convertire anche gli zuccheri provenienti dall'emicellulosa è fondamentale per raggiungere una sufficiente produttività del processo. Tecniche di ingegneria genetica sono state impiegate allo scopo di sviluppare microrganismi capaci di operare in questo senso.

Processi di conversione biochimica dei materiali lignocellulosici possono anche essere integrati con processi classici che partono da biomasse coltivate, mettendo in comune le fasi a partire da quella di fermentazione.

³⁰ In media per ogni ettaro coltivato in Europa si ricavano 3-5 ton di bioetanolo e 1-1,5 ton di biodiesel. In particolari aree del resto del mondo si raggiungono produttività maggiori: 7 ton per il bioetanolo da canna da zucchero in Brasile e 4-5 ton per il biodiesel da olio di palma in Malesia.

³¹ In questo ambito, al fine di massimizzare la disponibilità di materia prima, è possibile ricorrere a processi di selezione, focalizzati su piante per esclusivo impiego energetico a crescita rapida.

³² Solo le prime due sono utilizzabili per produrre zuccheri fermentabili, mentre la lignina, ottenuta come sottoprodotto, si può impiegare per ricavare l'energia termica necessaria ai processi.

³³ L'idrolisi è un insieme di reazioni chimiche in cui una molecola viene scissa in due o più parti per inserimento di una molecola di acqua. Nel caso dell'idrolisi enzimatica ciò avviene con il supporto di alcuni enzimi che fungono da catalizzatori.

Dei processi termochimici fanno parte la gassificazione e la pirolisi. La gassificazione è una tecnologia versatile, flessibile, che consentirebbe di processare le più disparate biomasse, ma non ancora dimostrata su grande scala e per la quale si prevede che potranno essere licenziati impianti commerciali solo nel medio-lungo termine. Con questo processo è possibile trasformare la biomassa in un gas (essenzialmente una miscela di H_2 , CO , CO_2 e vapore) da cui si possono sintetizzare prodotti idrocarburici liquidi di natura molto diversa, quali componenti per diesel, dimetiletere (DME) e miscele di alcoli, con schemi che vengono in generali definiti *Biomass to Liquids (BtL)*.

Di particolare interesse risulta la prima opzione che prevede l'integrazione di uno stadio di gassificazione con una sintesi di Fischer-Tropsch (FT). Alla ricerca di una maggiore semplicità impiantistica ed economicità di gestione, in impianti di questo tipo il gas non convertito nello stadio di sintesi FT può non essere ricircolato nel reattore, ma inviato alla produzione di energia elettrica.

Una via alternativa alla gassificazione è la pirolisi³⁴, la quale permette di convertire biomasse in un liquido idrocarburico grezzo avente densità energetica fino a sette volte quella della biomassa di partenza, il che ha una particolare importanza per razionalizzare le fasi di trasporto e stoccaggio. Il liquido da pirolisi, che presenta problemi di stabilità, deve essere a sua volta processato seguendo schemi simili a quelli tipici della raffinazione.

In alternativa alle biomasse di tipo ligno-cellulosico, sono oggi allo studio processi produttivi di biocarburanti basati su colture di tipo algale.

L'interesse per le alghe sta nella loro elevatissima velocità di accrescimento e riproduzione, che si traduce in una altrettanto elevata produttività. Nel caso dell'etanolo si guarda a determinati tipi di alghe particolarmente ricche di amidi (anche oltre il 90%, contro il 63% dei chicchi di mais), mentre per il biodiesel sono considerate alghe ricche in olio (oltre il 50% della loro massa). Alcuni studi riportano che, a parità di superficie, con la coltivazione di taluni tipi di alghe si può produrre dalle 30 alle 50 volte il biodiesel ricavabile da una piantagione di semi oleosi. Il *Department of Energy* (DOE) statunitense afferma che la coltivazione di alghe pro biocarburanti ha bisogno di molta meno acqua rispetto alle colture tradizionali³⁵ e che 200.000 ettari di territorio (corrispondono allo 0,1% delle aree adatte negli USA) adibiti alla coltivazione di alghe possono produrre l'equivalente di 1 EJ³⁶ di biocarburanti: con queste premesse, l'occupazione di terreno potrebbe non essere più un fattore limitante nella loro produzione.

In prospettiva, un ruolo importante nella ricerca di soluzioni avanzate per la produzione di biocombustibili può essere giocato dalle tecnologie di ingegneria genetica, sia puntando al miglioramento dei processi produttivi (ad esempio con lo sviluppo di microrganismi geneticamente modificati da utilizzare nelle fasi di fermentazione), sia rendendo disponibili nuove tipologie di biomasse con caratteristiche specificamente studiate al fine di massimizzare la resa in prodotto.

Un'alternativa per la produzione di biodiesel recentemente introdotta a livello commerciale è costituita da processi di idrogenazione degli oli vegetali, che non producono glicerina come sottoprodotto, sono molto versatili in termini di carica in alimentazione e forniscono un componente per diesel di qualità molto elevata, con caratteristiche migliorative

³⁴ La pirolisi, o cracking, è un processo di decomposizione termochimica di materiali organici. La pirolisi si ottiene mediante l'applicazione di calore a temperature comprese tra 400 e 800°C, in assenza di ossigeno o di altri reagenti. La pirolisi di biomasse, a seconda delle condizioni operative (temperatura; velocità di riscaldamento; tempo di residenza; particle size) si può suddividere in due filoni principali: convenzionale e fast o flash pirolisi. Per massimizzare la resa in liquidi (olio) si utilizza la fast/flash pirolisi, cioè si riscalda la biomassa ad alta temperatura per un tempo breve (es. 500°C per qualche secondo). Aumentando il tempo di permanenza aumenta la resa in gas a scapito del liquido e si ricade nella pirolisi convenzionale.

³⁵ La disponibilità della risorsa acqua può rappresentare un fattore critico. Un minore fabbisogno costituisce un indubbio vantaggio.

³⁶ 1 EJ (exa joule) = 10^9 GJ (giga joule). L'attuale consumo energetico mondiale ammonta a 378 EJ.

rispetto al biodiesel convenzionale (minore densità, più alti valori del numero di cetano e del potere calorifico e migliori proprietà per l'utilizzo alle basse temperature)³⁷.

Il problema dei sottoprodotti di processo riguarda molte delle filiere che utilizzano biomasse a fini energetici. Questi sottoprodotti possono costituire importanti elementi per garantire l'economicità del processo, come i mangimi ricavati dalle fermentazioni che producono etanolo, ma anche problemi che spingono a trovare soluzioni alternative, come la glicerina generata dai processi convenzionali di produzione di biodiesel.

La ricerca di un utilizzo ottimale della biomassa di partenza, in termini di bilancio energetico e di valorizzazione dei prodotti finali, ha portato al concetto, in corso di sviluppo, di bioraffineria, ovvero di impianto che realizza in maniera integrata e ottimale la conversione di biomasse al fine di produrre carburanti, prodotti chimici o altri materiali, insieme a energia (elettricità e calore).

Nel caso del bioetanolo, ad esempio, si può ricorrere alla già citata integrazione tra biomasse coltivate e di tipo lignocellulosico, con utilizzo dei residui per la produzione di energia elettrica, calore e altri vettori energetici.

e) Biocarburanti alternativi

Oltre a processi produttivi innovativi sono allo studio anche nuove tipologie di biocarburanti, alternativi a bioetanolo e biodiesel. In particolare si può ricordare l'attività condotta da BP e DuPont sul possibile impiego del butanolo³⁸ da biomassa (biobutanolo) come carburante nel settore trasporti, in miscela con la benzina e prodotto per via fermentativa dagli stessi *feedstock* utilizzati per il bioetanolo. Bp e DuPont prevedono di introdurre il biobutanolo a partire dal mercato anglosassone, sfruttando la possibilità di convertire impianti per bioetanolo alla produzione di biobutanolo.

Il biobutanolo presenta dei significativi vantaggi tecnici nei confronti del bioetanolo in quanto:

- ha un potere calorifico più prossimo a quello della benzina;
- può essere miscelato con la benzina in concentrazioni maggiori;
- presenta una minore volatilità;
- la miscela biobutanolo/benzina è meno suscettibile a separarsi in presenza di acqua rispetto alla miscela bioetanolo/benzina;
- è trasportabile nelle pipeline esistenti e non richiede un sistema logistico dedicato.

I limiti del biobutanolo risiedono nei processi produttivi attuali, poco efficienti e immaturi. Le fermentazioni convenzionali presentano basse rese e per ottenere maggiori rese in biobutanolo è necessario lo sviluppo di ceppi batterici specifici. Attualmente si è ancora allo stadio sperimentale e non sono pertanto noti né i costi di produzione previsti, né i bilanci ambientale ed energetico.

5.5 ASPETTI AMBIENTALI E SOCIALI

L'utilizzo su vasta scala delle biomasse pone una serie di problematiche di notevole importanza, con risvolti che, data la struttura delle filiere produttive, riguardano non solo la protezione e la conservazione dell'ambiente nella sua più ampia accezione, ma anche la struttura sociale del mondo agricolo che oggi le fornisce, in particolare per ciò che riguarda i biocarburanti.

La generazione di energia termica o elettrica risulta infatti avere scarsi legami con l'agricoltura, dato che la tipologia di biomassa che viene utilizzata non deriva in generale da

³⁷ ENI insieme a UOP ha sviluppato una tecnologia di questo tipo (EcofiningTM), di cui è in via di definizione la costruzione del primo impianto industriale.

³⁸ Alcol a quattro atomi di carbonio utilizzato come solvente e attualmente prodotto esclusivamente da impianti petrolchimici.

colture tipiche di quel mondo, se non per ciò che riguarda i residui che esso produce e che, anzi, possono venire così valorizzati. In questo caso, quindi, le maggiori problematiche sono poste dalle emissioni prodotte dagli impianti e dalla gestione della risorsa vegetale di partenza, nel caso non sia di tipo residuale.

Dal primo punto di vista, va ricordato che gli impianti che bruciano biomassa producono molti degli inquinanti tipici dei processi di combustione (come particolato e ossidi d'azoto). Sotto questo profilo, il processo di gassificazione permetterebbe in linea di principio un impatto ambientale minore, anche se va detto che le moderne tecnologie di combustione e abbattimento degli inquinanti consentono comunque anche a forni a griglia e a letti fluidi di contenerne le emissioni nell'atmosfera.

Quanto all'approvvigionamento della biomassa da utilizzare, è chiaro che la valorizzazione di scarti e residui agroforestali non diversamente utilizzabili sia in generale priva di implicazioni negative. Diverso è il discorso quando sia previsto lo sfruttamento di risorse forestali, soprattutto se non si tratti di cedui, e sulla sostenibilità di questa fase, la cui casistica risulta molto variegata, il che impedisce conclusioni generali; vanno quindi previste opportune verifiche, anche in termini di emissioni di CO₂ lungo tutto il ciclo di produzione (*Life Cycle Analysis*).

Più ampie sono le implicazioni della filiera dei biocarburanti, almeno per come risulta conformata oggi.

Innanzitutto, il beneficio dei biocarburanti in termini di riduzione delle emissioni di gas serra risulta molto spesso dubbio quando se ne analizzi l'intero ciclo di vita, dalla coltivazione delle piante da cui si ricavano all'uso finale nei motori. La letteratura è profondamente in disaccordo sul tema e non vi è, al momento, un organismo *super partes* preposto alla misurazione delle emissioni di gas serra nelle fasi non industriali del processo. Molte delle analisi finora svolte divergono tra loro e spesso arrivano a conclusioni diametralmente opposte. Una delle cause risiede nel fatto che alla base di questi studi vi possono essere una serie di assunzioni implicite il cui impatto sui risultati finali può essere oltremodo rilevante³⁹. L'ampia variabilità delle valutazioni è conseguenza anche della tipologia di processo produttivo considerato e della metodologia di calcolo utilizzata.

Comunque, rispetto ai carburanti di origine fossile, nella fase di combustione i biocarburanti non emettono anidride solforosa (SO₂), in quanto privi di zolfo, e determinano minori emissioni di monossido di carbonio (CO) e di particolato (PM)⁴⁰. Nel medio termine, tuttavia, l'applicazione di alcuni standard internazionali (es. Euro V) tenderà ad assicurare l'equivalenza delle emissioni nocive regolamentate per qualsiasi sistema carburante/motore e pertanto il vantaggio ambientale dei biocarburanti nella fase di combustione potrebbe ridursi drasticamente.

Una fase molto problematica della filiera dei biocarburanti è la produzione della biomassa di partenza. A parte l'incertezza che introduce nel bilancio della CO₂, sono molte le implicazioni ambientali e sociali di questa fase, con risvolti potenzialmente molto negativi se il settore dovesse continuare a svilupparsi ai ritmi attuali mantenendo le medesime soluzioni tecnologiche.

Un primo aspetto riguarda il conflitto con le colture alimentari per le risorse ad esse

³⁹ A titolo di esempio, si pensi alla localizzazione geografica, alla logistica della materia prima agricola e dei prodotti, alla tipologia di fertilizzanti impiegati, alle rese dei terreni, al loro utilizzo alternativo, al contributo dei co-prodotti, alla scala produttiva e alle rese degli impianti di conversione.

⁴⁰ Va peraltro osservato che la riduzione delle emissioni è proporzionale al contenuto di biocarburante nella miscela: per miscele con un contenuto ridotto di biocarburante (~5%), le differenze di emissioni rispetto al gasolio e alla benzina puri risultano modeste.

dedicate (terreni fertili e acqua) e con gli usi alimentari dei raccolti⁴¹, con le relative conseguenze sui loro prezzi.

Questo fenomeno, se non correttamente gestito, potrebbe avere effetti particolarmente negativi nelle economie dei Paesi in via di sviluppo, dove, dati i vincoli di capacità produttiva dei Paesi sviluppati che ne fanno uso, le coltivazioni dedicate ai biocarburanti tendono a essere esportate per le più favorevoli condizioni sotto il profilo climatico e di costo della manodopera. In questi stessi Paesi si possono aggiungere rischi di deforestazione e di perdita di biodiversità in seguito all'instaurarsi di coltivazioni energetiche intensive al posto delle foreste originarie⁴². Non sono da escludersi, da ultimo, potenziali effetti negativi dal punto di vista sociale, conseguenti alla perdita della proprietà della terra da parte di piccoli proprietari a favore di grandi multinazionali.

In realtà, la produzione di biocarburanti potrebbe costituire per questi Paesi una importante occasione di sviluppo, posto che siano messe in atto tutte le misure atte a scongiurarne gli effetti dirompenti, a cominciare dal mantenimento da parte loro del controllo di tutta la filiera produttiva, affinché ne possano beneficiare in termini economici e non si escludano le possibili sinergie con la produzione alimentare, fino alla corretta gestione della terra, dell'acqua e della manodopera, allo scopo di evitare l'insorgere di tensioni sociali.

In prospettiva, l'impatto della produzione di biocarburanti potrà essere contenuto grazie allo sviluppo sia di nuovi processi produttivi⁴³, sia di tecniche colturali avanzate⁴⁴.

5.6 LA SITUAZIONE IN ITALIA

In Italia, le biomasse costituiscono dopo l'idroelettrico la più importante fonte rinnovabile che contribuisce al bilancio energetico nazionale: nel 2005, comprendendo i rifiuti, hanno fornito su un totale di quasi 200 Mtep poco più di 5 Mtep⁴⁵, per la maggior parte (stimabile oltre 3 Mtep) dedicata alla produzione di energia termica.

La produzione di energia elettrica rappresenta la seconda destinazione in ordine di importanza. Sempre nel 2005, a fronte di un consumo interno lordo di poco più di 350 TWh e di una produzione totale da rinnovabili di 49,9 TWh, biomasse e rifiuti hanno contribuito con circa 6,1 TWh (2,6 da RSU, 2,3 da legna e rifiuti agro-industriali e 1,1 da biogas).

La principale tecnologia di riferimento in questi settori è la combustione in caldaia, cui segue, nel caso della generazione elettrica, un ciclo termodinamico Rankine a vapore nelle installazioni di maggiore potenzialità o a fluido organico in quelle di minori dimensioni⁴⁶. Degna di nota è la presenza in contesti non raggiunti dalla metanizzazione, tipicamente montani, di un discreto numero di impianti di teleriscaldamento alimentati da biomassa prodotta localmente.

I biocombustibili costituiscono oggi una percentuale molto ridotta degli impieghi delle biomasse in Italia, avendo coperto nel 2005 un equivalente in energia primaria inferiore a 0,2

⁴¹ Si pensi al mais che negli USA viene utilizzato nella produzione di bioetanolo, peraltro con una resa energetica relativamente modesta, soprattutto se confrontata con il bioetanolo prodotto in Brasile: si passa infatti da un rapporto tra energia resa e energia impiegata intorno a 1,4, mentre in Brasile si può arrivare a valori superiori a 8.

⁴² Fenomeno oggi particolarmente sentito in alcuni Paesi del Sud Est asiatico dove si stanno moltiplicando le coltivazioni di palma da olio.

⁴³ Ci si riferisce alle tecnologie produttive di seconda generazione, in particolare quando queste saranno in grado di fornire, a partire da biomasse non in competizione con il mercato alimentare, un prodotto di costo confrontabile ai carburanti di origine fossile.

⁴⁴ Oltre a microrganismi quali lieviti, batteri e alghe ad elevata produttività convertibili in biocarburanti, risultati interessanti potranno arrivare da processi di selezione di piante a crescita rapida e per esclusivo impiego energetico, non in competizione con gli usi alimentari, o anche dallo sviluppo di specie geneticamente modificate, sebbene questa soluzione ponga oggi non pochi problemi di accettabilità.

⁴⁵ Il dato potrebbe essere sottostimato, in quanto si basa su statistiche ufficiali relative alla biomassa commercializzata e non tiene conto di ingenti quote di consumo di legna nel settore residenziale che sfuggono alle statistiche nazionali.

⁴⁶ Si segnala che in Italia, precisamente a Brescia, ha sede la società Turboden, importante costruttore di impianti a fluido organico.

Mtep. La tendenza in atto, che mostra un netto calo rispetto all'anno precedente quando si erano raggiunti quasi 0,3 Mtep, va in realtà vista in relazione al venir meno, a causa di esigenze di bilancio statale, di alcune agevolazioni fiscali. Va, infatti, rilevato, più in generale, che il settore ha mostrato negli ultimi anni una crescita notevole, concentrata in particolare sul biodiesel, con un progressivo spostamento degli usi finali di questo combustibile dal settore del riscaldamento a quello dei trasporti, che ne rappresenta oggi la quasi totalità degli impieghi.

Nel 2005, la produzione italiana di biodiesel, di cui meno del 50% destinata al mercato interno⁴⁷, è stata di 396.000 t, ben inferiore alla capacità produttiva installata e basata prevalentemente su materia prima importata.

Sostanzialmente assente in Italia è invece l'impiego di bioetanolo, conseguenza anche della non chiara normativa al riguardo, in particolare per ciò che riguarda gli aspetti fiscali. Si noti peraltro che esistono delle iniziative industriali in atto nel campo, dirette comunque alla produzione, a partire da bioetanolo importato, di ETBE destinato prevalentemente all'esportazione.

Sul piano delle tecnologie, va ricordato il non trascurabile impegno dell'industria nazionale per lo sviluppo di filiere produttive avanzate. Eni, in particolare, è impegnato sul fronte del biodiesel con la tecnologia EcofiningTM per l'idrogenazione degli oli vegetali, di cui si appresta a realizzare il primo impianto su scala industriale, e con una serie di progetti di ricerca dedicati ad altre soluzioni innovative, tra cui lo schema BtL e la produzione di biocarburanti da microrganismi.

⁴⁷ Tale quota è condizionata dalla definizione nella legge finanziaria del quantitativo di biodiesel (storicamente variato tra 125000 e 300000 t) che può avvalersi del regime di esenzione dalle accise, introdotto al fine di incentivarne la produzione altrimenti non economica.

6. Energia nucleare da fissione

Sommario

Le preoccupazioni per l'ambiente e la sicurezza di approvvigionamento energetico, la lenta e limitata penetrazione delle nuove energie rinnovabili, unitamente al forte aumento della domanda di energia nei paesi in via di sviluppo, stanno spingendo a livello mondiale verso un rilancio dell'energia nucleare da fissione. In effetti l'insieme di diversi fattori, quali la convenienza economica rispetto alle altre fonti comparabili, la bassa incidenza del costo del combustibile e la trascurabile emissione di gas e polveri con rilevante impatto ambientale, rendono la fonte nucleare competitiva.

Dal punto di vista strategico, già nel 2007 il Consiglio Europeo ha adottato diversi piani d'azione per lo sviluppo delle tecnologie nucleari e l'integrazione dei programmi nazionali che consentirebbero all'Unione Europea (UE) di transire verso un sistema energetico a bassa emissione di carbonio con un mix complessivo che includa il nucleare.

Sul piano tecnologico le innovazioni in atto hanno permesso da un lato il ringiovanimento di impianti tradizionali in esercizio (Generazione II), tramite l'aumento consistente della durata di vita utile, dall'altro lo sviluppo di progetti di nuove filiere (Generazione III, III+ e IV) con maggiori garanzie in termini di sicurezza e sostenibilità. In particolare tra gli obiettivi dei reattori della IV generazione ci sarebbe la chiusura del ciclo del combustibile in modo sostenibile, con massimo utilizzo del combustibile nucleare e drastica riduzione dei problemi connessi alle scorie radioattive a vita media molto lunga.

In Italia, la dipendenza complessiva del sistema di produzione di energia elettrica dalle fonti di importazione è pari all'84% e ci espone all'aumento dei loro prezzi. Inoltre, importiamo circa il 15% di energia elettronucleare da Francia e Svizzera (che in realtà fa da intermediaria). Di conseguenza abbiamo un'energia elettrica più costosa rispetto alla media europea. A ciò si aggiunge che la rinuncia al nucleare ha portato gravi difficoltà ad importanti settori dell'industria elettromeccanica nazionale, almeno fino alle recenti liberalizzazioni che hanno permesso alla industria nucleare italiana di operare con successo all'estero.

Tenendo conto di scenari energetici plausibili al 2020/2030, l'aumento del consumo di energia elettrica in Italia e la necessità di ridefinire il mix tra le diverse fonti energetiche (fossili, rinnovabili, elettrica importata), anche in funzione delle direttive europee, sembrerebbero indicare la convenienza per il sistema Paese di una strategia finalizzata alla riapertura della opzione nucleare. Tale riapertura potrebbe passare attraverso l'acquisizione in territorio nazionale di reattori di III generazione insieme con una azione più decisa di inserimento nelle ricerche internazionali sui reattori di IV generazione. Va comunque sottolineato che la costruzione in un prossimo futuro di nuove centrali nucleari nel nostro Paese richiederebbe le seguenti condizioni essenziali: (a) creazione di infrastrutture tecnologiche per ricerca e sviluppo e per formazione di personale competente; (b) riorganizzazione dei procedimenti di autorizzazione e controllo tramite procedure più agili e incentivazioni all'investimento; (c) scelte strategiche condivise e durature.

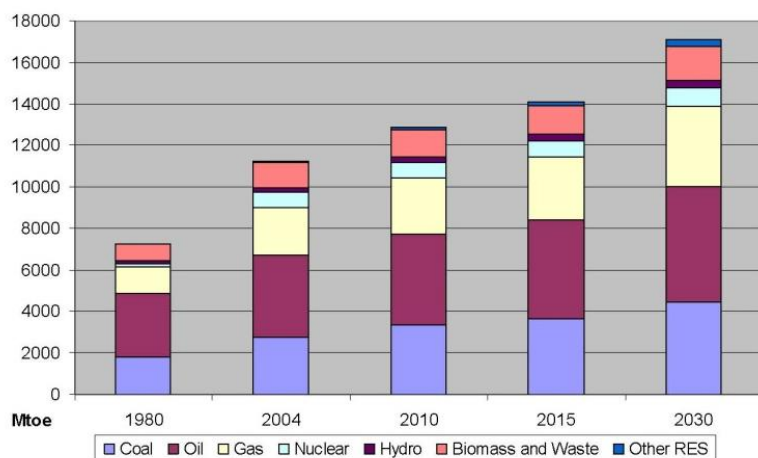
6.1 STATO E PROSPETTIVE DELL'ENERGIA NUCLEARE DA FISSIONE NEL MONDO

L'evoluzione dei fabbisogni energetici mondiali, con particolare riguardo alla domanda di energia nei paesi in via di sviluppo esemplificata dal fortissimo mutamento dei consumi in Asia, le crescenti preoccupazioni ambientali e di sicurezza di approvvigionamento, la lenta e limitata penetrazione delle nuove energie rinnovabili, stanno spingendo a livello mondiale verso un rilancio dell'energia nucleare da fissione (vedi Fig. 6.1). Se, da una parte, i paesi asiatici non hanno mai interrotto una politica di sviluppo basata sulla realizzazione di impianti nucleari, dall'altra si verifica come fatto nuovo un rinnovato interesse in Europa e USA all'aumento e alla evoluzione del parco elettronucleare già esistente e considerato comunque necessario.

Dopo una lunga stasi di ordini di nuovi impianti nel mondo occidentale, dovuta in gran parte a ragioni economiche e di politica industriale oltre alle ripercussioni politiche e psicologiche conseguenti al disastro di Chernobyl, nonché alla tendenza generalizzata verso la privatizzazione, la ripresa dell'opzione nucleare è ormai una realtà. Essa è confermata anche dalle innovazioni tecnologiche in atto che hanno permesso un aumento consistente del

fattore di utilizzo (fino all'80-90%) e della durata di vita utile degli impianti (da 30 a 50-60 anni) con evidenti vantaggi economici e di sicurezza.

Tale ripresa sembra rispondere alla necessità di assicurare una politica di ottimizzazione



Source: WEO 2006, OECD/IEA 2006

Fig. 6.1: Evoluzione dei consumi delle fonti energetiche primarie dal 1980 al 2030 [Mtoe = Mtep].

al 16-17% per la produzione di energia elettrica su scala mondiale (vedi Fig. 6.2). Nel futuro sarà possibile l'utilizzo dell'energia nucleare anche per la produzione di idrogeno, biocombustibili e calore.

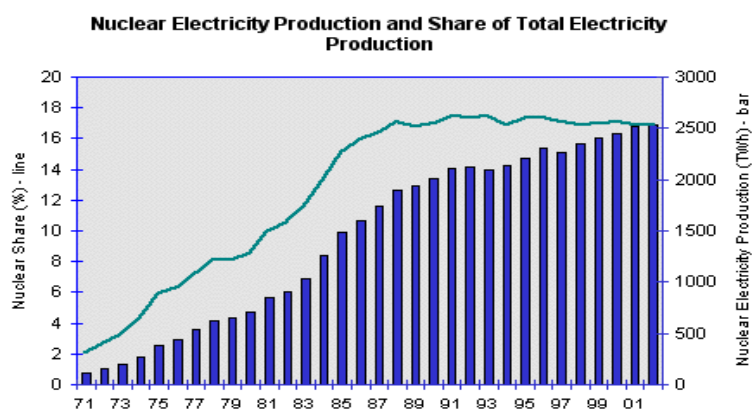


Fig. 6.2: Produzione mondiale di energia elettrica di origine nucleare e relativo contributo percentuale (fonte: World Nuclear Association – Feb. 2006).

È inoltre opportuno un confronto di merito con altre fonti, non solo dal punto di vista economico (vedi Tab. 6.2) ma anche dal punto di vista operativo e ambientale. Ciò è riassunto nella Tabella 6.3, dove il confronto riguarda l'impegno del suolo, i costi di manutenzione, la disponibilità, nonché il costo del combustibile e il volume dello stesso per un impianto elettrico da 1000 MWe.

Occorre ricordare la composizione del costo del chilowattora. In effetti l'aspetto peculiare del nucleare sta nel fatto che il combustibile grava su tale costo solo per il 20% (5% per il solo minerale di Uranio), il resto essendo dato dai costi di investimento e di capitale, mentre per una centrale a carbone o a gas (o petrolio) tale frazione sale rispettivamente al 40% e al 70%.

di infrastrutture strategiche come quelle energetiche di fronte ai crescenti fabbisogni e ai problemi ambientali che richiedono una *forte competizione, su larga scala*, all'uso dei combustibili fossili.

Va tenuto presente che al momento la fonte nucleare è essenzialmente utilizzata, come *energia primaria*, per la produzione di *energia elettrica*. Così, se da una parte il contributo di tale fonte alla produzione globale di energia primaria è attualmente non superiore al 6-7%, dall'altra tale frazione sale

Lo stato attuale della produzione e dell'utilizzo dell'energia nucleare da fissione è riportato in Tabella 6.1, dove il confronto della situazione italiana con quella mondiale e in particolare europea, è alquanto significativo. L'Italia, infatti, è il paese industriale che, contrariamente agli altri Paesi occidentali, consuma più idrocarburi (petrolio e gas) per produrre energia elettrica con un'importazione complessiva inclusa l'energia elettronucleare acquisita dalla Francia che arriva all'83-84%.

Per quanto riguarda i costi d'impianto vanno ricordati anche i costi della fonte idrica (2000 €/kW) e delle biomasse e rifiuti (1300 €/kW).

La competitività economica delle centrali nucleari è stata raggiunta, per quanto riguarda le valutazioni a preventivo, già da parecchi anni ma solo oggi essa è messa nella corretta evidenza. In ogni caso l'energia nucleare rimane poco sensibile alle oscillazioni del prezzo del combustibile e non è sottoposta a rischi di crisi energetica legata a instabilità geopolitiche. Richiede però forti investimenti iniziali con lunghi tempi di ritorno e dunque certezza nei tempi di autorizzazione costruzione.

Tabella 6.1: *Energia nucleare nel mondo.*

Produzione e Impianti (al 2007)	
Reattori in esercizio	439
Potenza installata	371 GWe
Potenza al 1986 (prima di Chernobyl)	250 GWe
Aumento della potenza (2006/1986)	+48,8%
Produzione Eletttronucleare	2658 TWh
Aumento di Produzione (2006/1986)	+65%
Contributo alla produzione di energia elettrica	
in Europa (UE a 27)	33% (prima fonte)
in Italia	12,5% (di importazione)
nell'OCSE	21%
nel Mondo	16%
Programmi nucleari (al 2007)	
Reattori in costruzione	33 pari a 26,8 GWe
Reattori in progetto	94 pari a 101,6 GWe
Reattori in fase di pianificazione	223 pari a 194,7 GWe

Tabella 6.2: *Dati di confronto dell'energia nucleare*
(Valori medi riferiti al 2007 in 15 paesi europei prodotti nell'ambito del progetto europeo ExternE).

Tipo d'impianto	Area occupata (ha)	Costo Comb. 0,001\$/kWh	Costo d'impianto €/kWh	Volume m³/anno	Manutenzione 0,001\$/kWh	Disponibilità %
Nucleare	15	8	2.250	3	7	90
Carbone	30	14	1.300	3.000.000	6	90
Olio combustibile	20	52	1.300	1.700.000	5	90
Gas (ciclo comb.)	12	40	1.300	1.950.000.000	5	90
Fotovoltaico	200	0	6.300	0	10	15
Eolico	12.500	0	2.500	0	10	30

Un ulteriore dato interessante è il rapporto energia spesa/energia ricavata in 40 anni che, per una potenza di 1000 MWe è di 1,7% per il nucleare, 5% per il carbone; 3% per l'olio combustibile, 3,8%; per il gas (ciclo combinato); 27% per il fotovoltaico⁴⁸ e 16,7% per l'eolico. L'impatto più propriamente ambientale riguarda ovviamente i rilasci e, in particolare, le emissioni di inquinanti e di gas serra. Nella Tabella 6.3 sono riportati i dati relativi alle varie emissioni per le diverse fonti, sempre per un impianto tipico da 1000 MWe.

Per l'Unione Europea può far testo il diagramma di Fig. 6.3 che mostra l'importanza del contributo del nucleare nelle previsioni al 2030 relative alle emissioni di CO₂. Solo con tale contributo si può realisticamente sperare di ottenere un'apprezzabile diminuzione di tali

⁴⁸ Si fa notare che secondo altre stime questo numero sarebbe inferiore di circa un fattore 2 (si veda al riguardo il Cap. 8).

emissioni mantenendo almeno l'attuale frazione di energia elettronucleare (30%). Il che significa una capacità di almeno 45-50 TWe per via nucleare.

Tabella 6.3: *Rilasci ed emissioni di un impianto da 1000 MWe [t/anno].*

	CO ₂	SO ₂	MO _x	Polveri	Residui di produzione
Nucleare	0	0	0	0	100
Carbone	7.500.000	60.000	22.000	1.300	250.000
Olio comb.	6.200.000	43.000	10.000	1.600	70.000
Gas (ciclo Comb)	4.300.000	35	12.000	100	100
Fotovoltaico	0	0	0	0	0
Eolico	0	0	0	0	0

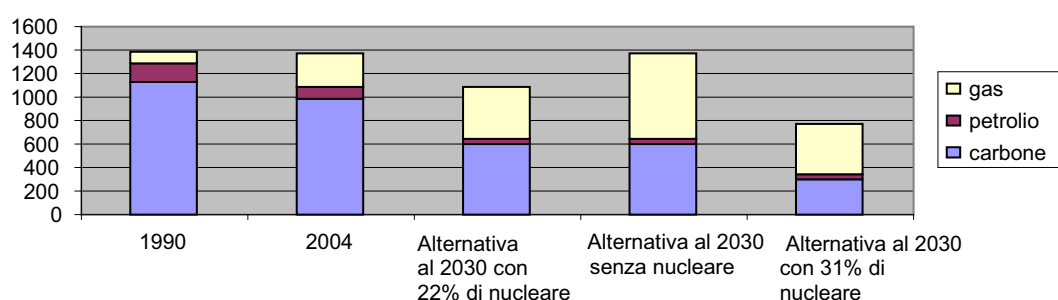


Fig. 6.3: Emissioni di CO₂ da produzione di energia elettrica nell'UE [Mt]
(fonte: *World Energy Outlook 2006*).

6.2 SGUARDO PARTICOLARE ALL'UNIONE EUROPEA: POLITICA ENERGETICA E QUESTIONI AMBIENTALI

L'Europa oggi importa il 50% della propria energia e, mantenendo inalterata la propria politica nel settore dell'energia e dei trasporti, finirà per importare il 65% della propria energia nel 2030, con un aumento dal 57% all'84% delle proprie importazioni di gas e dall'82% al 93% di petrolio. Oltre alla forte dipendenza dai combustibili fossili, esiste, dunque, in Europa un rischio crescente di carenza di forniture di energia primaria. Le riserve di combustibili fossili, ed in particolare il petrolio, sono confinate a poche aree nel mondo ed i fattori politici, economici e ambientali spesso cospirano a renderne volatili ed elevati i relativi costi.

In sintesi, come osservato dal Consiglio Europeo nel summit del marzo 2007, l'Europa deve adottare una policy integrata per l'energia ed il clima che miri ai seguenti tre obiettivi:

- Sicurezza degli approvvigionamenti e minor dipendenza dalle importazioni extra europee di combustibili fossili per energia primaria.
- Riduzione dell'emissione dei gas ad effetto serra. Assumendo l'ipotesi corrente che la soglia "sostenibile" di emissione annuale di gas serra di origine antropica sia inferiore a 3 Gton di carbone equivalenti, ciò significherebbe per i paesi dell'UE ridurre le emissioni attuali di almeno un fattore 4.
- Mantenere e anzi aumentare la competitività nella produzione di elettricità. Per i cittadini e le industrie europee è ovviamente importante evitare la delocalizzazione dei settori industriali energivori in altre regioni del mondo dove l'elettricità ha un costo inferiore.

L'analisi degli scenari energetici europei al 2030 presentata recentemente dalla IEA nel suo *World Energy Outlook 2006*, evidenzia che il contemporaneo raggiungimento di questi tre obiettivi passa necessariamente attraverso l'ulteriore sviluppo dell'energia nucleare in Europa. In particolare nel Libro Verde sull'energia, pubblicato in marzo 2006, la

Commissione Europea riconosce che “L’energia nucleare, attualmente, contribuisce a circa un terzo della produzione di energia elettrica dell’UE e, benché si debba prestare attenta considerazione agli aspetti dei rifiuti radioattivi e della sicurezza nucleare, rappresenta oggi la maggior fonte di energia senza emissioni di carbonio in Europa. L’UE può svolgere un ruolo utile nell’assicurare che i costi, i vantaggi e gli svantaggi dell’energia nucleare siano individuati chiaramente e discussi nell’ambito di un dibattito oggettivo, trasparente e basato su informazioni corrette”.

Il Consiglio Europeo in marzo 2007 ha adottato un “piano d’azione”, denominato *Energy policy for Europe*, in cui nel capitolo dedicato alle tecnologie energetiche sono incluse quelle nucleari e il supporto di R&S al fine di “*further improve nuclear safety and the management of radioactive waste*”.

Queste considerazioni hanno recentemente portato la Commissione Europea a lanciare un’iniziativa atta a definire un cosiddetto *European Strategic Energy Technology (SET) Plan* che consenta all’UE di transire verso un sistema energetico a bassa emissione di carbonio, con un mix energetico complessivo che includa:

- utilizzo di gas e carbone con sequestro della CO₂ e produzione di idrogeno;
- nucleare da fissione e, nel lungo termine, da fusione.

Il *SET Plan* è stato definito nel corso del 2007 ed è stato approvato dal Consiglio Europeo nella primavera 2008.

In parallelo alla formulazione del *SET Plan*, è stata lanciata nel settembre 2007 la *Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNE-TP)* che include tutti i vari *stakeholder* del settore per stabilire una cosiddetta *Strategic Research Agenda* per lo sviluppo delle tecnologie nucleari, che tenga conto dei requisiti imposti dalle *utilities* e dalle autorità di sicurezza. La Piattaforma Tecnologica (PT) assicurerà anche l’integrazione dei programmi nazionali, svilupperà le necessarie sinergie con altre PT europee (ad es. quella su idrogeno e celle a combustibile) e interagirà con altre iniziative internazionali come ad es. il *Generation IV International Forum (GIF)*.

In una logica simile fu lanciato nel 1991, nell’ambito del programma JOULE, il Progetto Europeo ExternE (*Externalities of Energy*) (vedi: ExternE, *Externalities of Energy – Methodology 2005 update*, EUR 21951, *External Costs – Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport*, EUR 20198 (2003)). All’epoca lo scopo principale era sviluppare una metodologia che permettesse di valutare i “costi esterni” della produzione di energia legati all’impatto degli inquinanti atmosferici prodotti da impianti di potenza.

È stata fatta una valutazione comparativa delle diverse tecnologie e cicli del combustibile

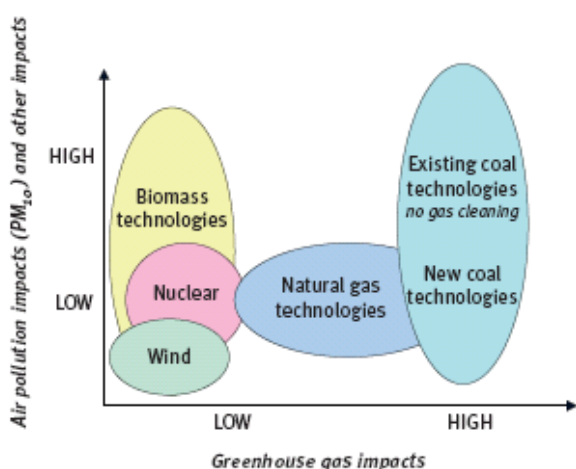


Fig. 6.4: Impatto delle diverse fonti su gas serra e inquinanti atmosferici.

per la produzione di elettricità. Un risultato importante ottenuto nell’ambito di questo progetto è stata la valutazione dei costi *reali* (compresi i *costi esterni*) della produzione di elettricità da carbone e petrolio: “*the EU-funded ExternE project presented the results of a large study proving that the cost of producing electricity from coal and oil would be double what it was if the ‘external’ costs, such as environmental damage, were to be included.*”

È stato poi valutato che la fonte nucleare presenta costi esterni relativamente bassi (vedi Tabella 6.2). In particolare a causa

della bassa influenza sulle emissioni di gas serra e sulla bassa probabilità di incidenti negli impianti europei. Il vento e l'idroelettrico (non indicato in figura) presentano (come era da aspettarsi) i costi esterni più bassi. In modo sintetico nella Fig. 6.4 è evidenziata la posizione delle diverse fonti riguardo ai gas serra e agli inquinanti atmosferici. Chiaramente il nucleare e il vento si contendono le migliori posizioni.

Appare chiaro come non sia possibile adottare una singola soluzione per la produzione di energia, ma piuttosto un mix che tenga conto di fattori economici, regionali, infrastrutturali e dell'effettiva disponibilità delle risorse a breve e lungo termine. È in questo quadro che ha preso corpo la politica energetica europea riguardo al nucleare di nuova generazione.

6.3 RIPRESA NUCLEARE ITALIANA

6.3.1 La situazione

Prima della nazionalizzazione dell'energia elettrica (1964) tre erano in Italia gli impianti nucleari avviati o in via di costruzione: la centrale di Latina, da 200 MWe, costruita e gestita dalla SIMEA (AGIP e IRI) e entrata in funzione nel 1963; la centrale BWR di Garigliano dell'IRI, da 160 MWe, diventata operativa nel 1964; e Trino Vercellese (TRINO 1) PWR da 260 MWe della Edison. Con la nazionalizzazione esse passarono all'ENEL, che mise in cantiere la quarta centrale (che poi fu l'ultima) a Caorso, BWR da 860 MWe, che, dopo varie vicissitudini, entrò in esercizio commerciale nel 1981.

A seguito del referendum, tenutosi in Italia nel 1987 sull'onda emotiva dell'incidente di Chernobyl, fu decisa una moratoria di 5 anni delle nuove costruzioni nucleari, l'immediata sospensione dei lavori di costruzione di Trino2, la chiusura della centrale di Latina, un nuovo approfondito esame dei sistemi di sicurezza di Caorso e Trino1, la possibile riconversione di Montalto, quasi ultimata, da nucleare a metano.

Nei fatti le Centrali di Caorso e Trino non furono più rimesse in funzione fino alla decisione definitiva del loro *decommissioning*. Il danno economico per il paese fu certamente pesante. In particolare all'epoca del referendum il costo dell'abbandono totale del nucleare in Italia fu stimato dall'ENEL attorno a 120.000 Miliardi di lire. Tenendo conto nel computo dei prezzi di carbone, petrolio e gas di allora, alcuni esperti fanno crescere il danno per l'Italia a oltre 100 miliardi di euro.

Importanti evoluzioni si sono avute poi nel 2004, a fronte della legge sulla ristrutturazione del settore energetico nazionale, che consente ai produttori di elettricità italiani di realizzare ed operare impianti energetici, inclusi quelli nucleari, localizzati all'estero. Va ricordata l'acquisizione da parte di ENEL del 66% del capitale di *Slovenske Elektrarne* (Repubblica Slovacca) che dispone, in particolare, di quattro reattori nucleari VVER raffreddati ad acqua di concezione russa da 440 MWe ciascuno, per un totale di 1.760 MWe. Nel corso del 2007 ENEL ha, inoltre, siglato un accordo con la francese EDF per l'acquisizione di una quota produttiva di 200 MWe del nuovo impianto EPR da 1.600 MWe da realizzare a Flamanville in Normandia. Anche più recentemente ENEL sta proseguendo la sua azione di acquisizione di centrali nucleari all'estero (con la recente acquisizione di Endesa, ENEL ha ottenuto una partecipazione in varie centrali spagnole, per una potenza complessiva di circa 2500 MWe) e sta realizzando un nuovo centro di competenze nucleari. Le recenti iniziative intraprese anche a livello politico, in particolare con gli accordi con la Francia e gli altri Paesi Europei, fanno intravedere ulteriori auspicabili possibilità.

Ansaldo Energia ha acquisito nel 2003 un contratto per il completamento dell'Unità 2 di Cernovoda (Romania) e partecipa attualmente allo studio di fattibilità per la realizzazione della terza e quarta unità. A fine 2005 Finmeccanica, a partire dalla Divisione Nucleare di Ansaldo Energia, ha dato vita ad Ansaldo Nucleare S.p.A. la quale avvierà accordi e connessioni con aziende europee per partecipare alla costruzione, nei Paesi della UE, delle

centrali nucleari di nuova generazione. Nel frattempo Ansaldo Nucleare ha acquisito un'importante commessa da Toshiba-Westinghouse per la realizzazione del primo AP1000 in Cina, con opzione per le successive tre unità. In parallelo ha acquisito un consistente pacchetto di commesse estere relative al *decommissioning & waste management*.

Ansaldo Camozzi continua con le attività di realizzazione di grossi componenti per centrali nucleari e, in particolare, ha ultimato la fornitura dei quattro generatori di vapore della Centrale di Palo Verde, i più grandi mai costruiti.

SOGIN sta progredendo nelle attività di *decommissioning & waste management* degli impianti nucleari di potenza e di quelli del ciclo del combustibile italiani dismessi, pur in assenza di una chiara road-map per la realizzazione di un deposito nazionale di superficie. In tale contesto si sono presi accordi con l'impianto BNFL di Sellafield (Regno Unito), dove sono state inviate 53 tonnellate di combustibile nucleare esausto e con l'impianto AREVA di La Hague (Francia) per l'invio di 235 tonnellate di combustibile. Altri accordi di collaborazione internazionale sono stati sottoscritti con istituzioni e industrie in Germania, Regno Unito, Spagna e Francia. Inoltre importanti attività sono svolte all'estero, in particolare nella Federazione Russa; esse si inquadrano nel ex Programma TACIS, svolto sotto l'egida della Commissione Europea e dell'ONU-IAEA e riguardano l'adeguamento agli standards di sicurezza occidentali delle centrali nucleari di Beloyarsk e Bilbino. Analoghe attività sono in corso in Armenia (centrale di Medzamor), in Kasakistan (centrale di Aktau) e in Ucraina. Infine, nell'ambito dell'accordo "*Global Partnership*", ratificato dal Parlamento italiano nel 2005, la SOGIN ha assunto il ruolo di "General Contractor" per l'accordo di cooperazione bilaterale tra i governi italiano e russo e il coordinamento di un pool di industrie italiane (Fincantieri, Ansaldo Nucleare, Camozzi, Techint, Electron, Fagioli, Duferco e Nucleco).

Attività di ricerca e sviluppo (R&S) sui reattori innovativi ed i cicli del combustibile avanzati è portata avanti dall'ENEA e società partecipate, ma esistono importanti attività – prima fra tutte la formazione di un numero ancora rilevante di ingegneri nucleari – presso le Università di Bologna, Roma, Palermo, Pisa e nei Politecnici di Milano e Torino. Anche l'Ansaldo Nucleare e alcune PMI italiane (Del Fungo Giera Energia, SRS Group, ecc.), assieme ad ENEA ed al Consorzio CIRTEN delle università sopra citate, stanno partecipando, a volte con ruolo di coordinatore, a importanti progetti di R&S europei nel campo del nucleare da fissione innovativo (reattori di IV generazione, *Partitioning & Transmutation*, fenomenologie relative al deposito geologico, sicurezza nucleare, ecc.).

La fonte nucleare, che si caratterizza per un'elevata incidenza del costo d'investimento e una bassa incidenza del costo del combustibile, attrae poco gli investitori privati alla ricerca di un utile a breve ma – in presenza di un quadro politico, sociale e regolamentale favorevole – sarebbe molto interessante per l'Italia perché ridurrebbe la nostra dipendenza energetica dall'estero e offrirebbe grandi possibilità di lavoro di ottimo livello tecnologico all'interno del Paese.

6.3.2 L'Italia e l'opzione nucleare

La questione nucleare nel nostro Paese si pone ormai in termini di scelte operative, in particolare per ciò che riguarda i fabbisogni di energia elettrica. In effetti il sistema elettrico italiano è affetto da molti anni da squilibri notevoli. La copertura del fabbisogno elettrico nazionale è affidata per il 70% ai combustibili fossili di importazione e per il 14% alle importazioni dirette di elettricità. La dipendenza complessiva del sistema elettrico dalle fonti di importazione è pari all'84%. L'alto costo dei combustibili fossili, i meccanismi tariffari, il sistema delle accise e i costi derivanti dalle politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate determinano in Italia un costo dell'energia elettrica notevolmente superiore (del

24% per le utenze industriali e del 45% per le utenze domestiche) al costo medio rilevato dall'Eurostat nei 27 paesi dell'Unione Europea.

Con l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, l'Italia ha assunto l'obbligo di ridurre le proprie emissioni di gas serra del 6,5% rispetto ai livelli del 1990 entro il periodo 2008-2010. Poiché dal 1990 ad oggi le emissioni hanno continuato ad aumentare, l'obiettivo di riduzione è attualmente pari al 15,4% rispetto alle emissioni del 2006. Lo scenario tendenziale elaborato dal Ministero dell'Ambiente mostra che questo obiettivo è in realtà fortemente a rischio.

Dato il preminente ricorso ai combustibili fossili, il settore della produzione elettrica è attualmente responsabile del 30% delle emissioni di gas serra, ma è anche il settore nel quale, data la centralizzazione degli impianti, è più facile intervenire.

Combustibili fossili, nucleare e sorgenti rinnovabili dovranno dunque essere tutti presi in considerazione e convivere tenendo tuttavia presente la diversità e i limiti tecnici ed economici dei mercati rispettivamente "dedicati".

Inoltre si consideri che, sul fronte del risparmio energetico di recente fortemente sollecitato anche dall'Unione Europea e comunque da perseguire nei modi possibili, il consumo elettrico italiano pro-capite non è alto rispetto a quello di altri Paesi industrializzati per cui, da questo lato, non c'è da aspettarsi un contributo risolutivo.

Tenendo conto di scenari energetici plausibili al 2020-2030 si possono evidenziare alcuni punti principali:

- L'energia elettrica richiesta al consumo italiano crescerà dai 359 TWh/anno del 2006 a 400-450 TWh/anno nel 2020.
- Il contributo dell'olio combustibile dovrà ridursi notevolmente. Anche il gas naturale potrà ridursi in una certa misura ma se ne amplierà il mercato dei fornitori, il che implicherà la necessità di costruire gassificatori
- Potrà (dovrà) crescere il contributo del carbone, sia pure con i vincoli sulle emissioni di gas serra (il che riguarda anche, sia pure in minore misura, il gas naturale). Ciò implica ricerca e sviluppo nel campo di processi industriali adeguati per la cattura di CO₂ in centrale.
- Considerazione e valutazione degli impegni di ricerca e sviluppo e delle effettive possibilità di raggiungere l'obiettivo di copertura del 20% del fabbisogno con fonti rinnovabili (non meno di 80-90 TWh/anno).
- Importazione su cavo di energia elettrica (nucleare) di almeno 60 TWh/anno e ripartenza, in modo importante (almeno 100 TWh/anno) del nucleare "italiano" già con reattori di III generazione avanzata (tipo EPR) e forte impegno per ricerca e sviluppo anche in vista della prossima IV generazione.
- Proseguimento del contributo italiano all'impegnativa fase di ricerca internazionale del nucleare da fusione (vedi capitolo a parte), al fine di portarsi più vicino agli obiettivi di realizzabilità e utilizzazione commerciale.

Considerando che già attualmente il 15-16% di energia elettrica importata dall'Italia equivale all'utilizzo dell'energia nucleare da fissione (siamo nella media mondiale) grazie al funzionamento a tempo pieno di 8 centrali nucleari da 1000 MWe (francesi) è chiara l'importanza di produrre energia elettronucleare "in casa" mediante una corretta ed intelligente strategia di riapertura del fronte nucleare in Italia. Va rilevato che, d'altra parte, la costruzione in un prossimo futuro di nuove centrali nucleari richiede, infatti, alcune condizioni essenziali:

- Creare infrastrutture tecnologiche capaci di formare il personale tramite supporto e partecipazione ai programmi (nazionali e internazionali) di formazione e di ricerca e sviluppo di nuove tecnologie; nonché avviare un serio programma di *decommissioning*.

- Riorganizzare i procedimenti di autorizzazione e controllo tramite procedure più agili e incentivazioni con forme assicurative del tipo di quelle previste nel US Action Plan del 2005.
- Operare scelte strategiche condivise e durature.

Tali condizioni devono essere verificate nel nostro Paese insieme con una volontà politica chiara ai fini di un serio rilancio della produzione di energia elettronucleare, anche attraverso un processo di accelerazione nel settore della formazione e della ricerca. In questo senso l'incontro con il sistema della ricerca scientifica e tecnologica attraverso ad es. l'accordo di programma sul nuovo nucleare da fissione tra il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA che coinvolge anche le Università e le maggiori industrie nazionali del settore o la recente Convenzione tra l'Istituto Nazionale di Fisica Nucleare e l'Ansaldo Nucleare potrà avere un ruolo trainante per la realizzazione di questi obiettivi.

6.4 PROSPETTIVE E PROBLEMATICHE DELL'ENERGIA NUCLEARE DA FISSIONE

Lo sviluppo dell'energia nucleare da fissione è, come si è visto, legato alla necessità di competere, su larga scala, con i combustibili fossili, soprattutto nel periodo in cui l'utilizzo di tali fonti si renderà ancora necessario e causa dei fabbisogni energetici crescenti (2010-2030) in attesa di un ulteriore passo avanti con i reattori più innovativi di IV generazione e della dimostrata fattibilità dei reattori a fusione.

A fronte di tali prospettive di mercato l'industria elettronucleare si sta preparando a fornire nuovi tipi di reattori per far fronte agli ordinativi ed alle condizioni al contorno (disponibilità di materie prime, norme per la protezione dell'ambiente e della salute), prevedibili per i prossimi decenni.

Ripercorrendo la storia ormai cinquantennale di questa tecnologia, si possono individuare diverse generazioni di reattori:

- **Generazione I:** è quella degli anni Cinquanta e Sessanta dello scorso secolo, che vide la costruzione e la sperimentazione di molti prototipi delle più varie concezioni.
- **Generazione II:** nei successivi anni Settanta e Ottanta si vide la costruzione di un gran numero di centrali commerciali per la produzione di energia elettrica, in massima parte ad uranio arricchito ed acqua naturale (pressurizzata o bollente). È dai reattori di questa generazione che attualmente proviene la maggior parte dell'energia elettronucleare mondiale.
- **Generazione III:** è costituita da reattori già certificati e disponibili sul mercato - comprende innanzi tutto i reattori avanzati ad acqua naturale, alcuni già in funzione in Giappone, come l'*Advanced Boiling Water Reactor* (ABWR da 1400 MWe progettato da General Electric e Toshiba) altri, come lo *European Pressurized Water Reactor* (EPR da 1.600 MWe fornito dalla franco-tedesca AREVA), in fase di ordinazione (il primo esemplare di EPR entrerà in funzione in Finlandia nel 2011, altri sono in fase di approntamento o di trattativa commerciale in Europa, in Asia e nel Medio Oriente). L'americana Westinghouse Electric Company - acquisita dalla giapponese Toshiba a inizio 2006 per ben 5,4 M\$ (cioè cinque volte il prezzo pagato per la medesima società dalla British Nuclear Fuel nel 1999) - con il concorso dell'Ansaldo Nucleare, ha applicato la tecnologia passiva all'*Advanced Passive-600* (AP600) - certificato presso l'italiana SIET Spa - e, successivamente, all'AP1000 che risultano essere gli unici impianti a sicurezza passiva approvati dalla *Nuclear Regulatory Commission* americana. A fine 2006 la Cina ha acquistato da Westinghouse le prime 4 unità di AP1000. Alla progettazione della prima unità partecipa anche l'Ansaldo Nucleare.
- **Generazione III+ o *International Near Term Deployment (INTD) Reactors*:** è una classe di reattori evolutivi rispetto ai precedenti che si prevede siano disponibili fra il 2010 e il 2015. Fra essi si citano l'*Advanced CANDU Reactor* (ACR), in corso di

certificazione in Canada, Cina, Stati Uniti e Regno Unito; i reattori refrigerati a gas ad alta temperatura come il *Pebble Bed Modular Reactor* (PBMR), sviluppato in Sud Africa col supporto di esperti tedeschi e con la collaborazione di BNFL ed il GT-MHR, reattore modulare refrigerato a gas da 100 MWe progettato da General Atomics (Stati Uniti). Una menzione particolare fra i reattori di questa generazione merita l'*International Reactor Innovative & Secure (IRIS)*, sviluppato da un ampio consorzio internazionale guidato da Westinghouse e di cui fanno parte anche ENEA, università (CIRTEN) ed imprese italiane (Ansaldo Nucleare, Camozzi, SIET). IRIS è un reattore modulare ad acqua pressurizzata da 335 MWe, con circuito primario e generatori di vapore disposti all'interno del contenitore a pressione. Tale peculiarità consente notevoli riduzioni delle dimensioni del sistema di contenimento e, di conseguenza, la possibilità di collocare tali reattori in caverna o nel sottosuolo, un'idea del passato che potrebbe ridiventare attuale in tempi di crescente preoccupazione per gli attacchi terroristici. La certificazione di IRIS da parte degli organi di sicurezza degli USA è prevista per il 2010, e la commercializzazione potrebbe avvenire nel prossimo decennio. Installazioni modulari multiple potrebbero venire a costare 1000-1200 \$/kW.

In sintesi, caratteristiche tipiche per i reattori di generazione III e III+ sono:

- un progetto standardizzato che abbrevi le procedure di approvazione e riduca i tempi ed i costi di costruzione;
 - alta disponibilità e lunga vita utile (tipicamente, 60 anni);
 - presenza di dispositivi di sicurezza di tipo “intrinseco” o “passivo”;
 - flessibilità nella composizione del combustibile (uranio naturale ed a vari arricchimenti, miscele uranio-plutonio, quest'ultimo anche proveniente dallo smantellamento di armi nucleari, miscele uranio-torio) e sua alta “utilizzabilità” (*burn-up*), al fine di distanziare nel tempo le ricariche.
- **Generazione IV:** sono reattori ancora allo stadio concettuale. Essi sono oggetto di una iniziativa avviata nel gennaio 2000, allorquando dieci Paesi si sono uniti per formare il “Generation IV International Forum” (GIF) col fine di sviluppare i sistemi nucleari di futura generazione, cioè i sistemi che potranno divenire operativi fra 20 o 30 anni, subentrando all'attuale generazione di reattori a neutroni termici refrigerati ad acqua. I sistemi nucleari di quarta generazione dovranno rispettare i seguenti requisiti:
 - sostenibilità, ovvero massimo utilizzo del combustibile e minimizzazione dei rifiuti radioattivi;
 - economicità, ovvero basso costo del ciclo di vita dell'impianto e livello di rischio finanziario equivalente a quello di altri impianti energetici;
 - sicurezza e affidabilità; in particolare i sistemi di quarta generazione dovranno avere una bassa probabilità di danni gravi al nocciolo del reattore e tollerare anche gravi errori umani; non dovranno, inoltre, richiedere piani di emergenza per la difesa della salute pubblica, non essendoci uno scenario credibile per il rilascio di radioattività fuori dal sito;
 - resistenza alla proliferazione e protezione fisica contro attacchi terroristici.

Per ragioni connesse con l'ottimizzazione dello sfruttamento del combustibile nucleare e con la riduzione della produzione di materiali ad alta attività, in linea con il raggiungimento degli obiettivi dell'iniziativa Generation IV, si va affermando in tutto il mondo l'adozione del ciclo chiuso del combustibile, in alternativa allo smaltimento del combustibile esaurito tal quale. Il concetto del ciclo chiuso prevede il ritrattamento del combustibile scaricato dai reattori, processo finalizzato al recupero dell'uranio 238 (circa il 95% scaricato), dell'uranio 235 non fissionato (circa l'1%) e del plutonio prodotto nel reattore (circa l'1%). Uranio e plutonio sono riutilizzati per fabbricare combustibile fresco (di tipo MOX), e in tal modo il problema dello smaltimento di materiali ad alta attività si pone solo per i prodotti non

L'ulteriore riduzione della radiotossicità (attività, vita media) delle scorie è in corso di studio in molti Paesi con i processi di separazione e trasmutazione delle componenti più “dure” (attinidi) mediante irraggiamento neutronico in reattori critici o sottocritici alimentati da acceleratori di particelle. In questo contesto si inserisce il programma italiano TRASCO (ENEA-INFN) che deriva dal progetto ADS (*Accelerator Driven System*) e che si basa sulla fertilizzazione del torio tramite bombardamento di neutroni veloci, prodotti per spallazione da protoni accelerati ad alta energia. Nell'ambito del programma ATALANTE, d'altro canto, i francesi hanno dimostrato – almeno a livello di impianto pilota – la fattibilità tecnica del processo di separazione degli attinidi. Tale programma si inserisce nella strategia futura di gestione del ciclo chiuso del combustibile nucleare e prevede l'utilizzo di una filiera EPR destinata a funzionare con il 100% di combustibile MOX e lo sviluppo di alcuni sistemi nucleari veloci per la trasmutazione delle scorie.

Il problema dei rifiuti radioattivi prodotti negli impianti nucleari si pone per quantitativi molto limitati, inferiori di diversi ordini di grandezza ai quantitativi di rifiuti tossico-nocivi prodotti nelle centrali termoelettriche convenzionali. In condizioni di normale esercizio, una centrale nucleare da 1.000 MWe movimentata annualmente circa 20 tonnellate di combustibile (2 carri ferroviari) e produce i seguenti materiali:

- Si tenga presente che una centrale termoelettrica della stessa potenza movimentata da 1 a 2 milioni di tonnellate di combustibile (1000 carri ferroviari al giorno per il carbone) e che i rilasci radioattivi a lunga vita (pur presenti) vanno da 1 a 50 GBq.

Depositi definitivi per materiali a bassa e media attività (il 95% dei materiali radioattivi prodotti negli impianti nucleari) sono in esercizio in quasi tutti i paesi industriali. Essi sono progettati per isolare i materiali dalla biosfera per 300 anni; trascorso questo periodo si può perdere memoria del deposito, in quanto i materiali in esso ospitati hanno perso la loro radioattività.

Per dare un'idea della reale dimensione del problema, le scorie ad alta attività prodotte dal ritrattamento del combustibile nucleare utilizzato in Italia fino ad oggi e inviato al

ritrattamento impegnano 20 contenitori cilindrici in acciaio (cask) del diametro di 2 metri e lunghi 5 metri contenenti blocchi di vetro minerale.

Il problema delle scorie ad alta attività è in via di soluzione sistematica attraverso le ricerche in corso sulla separazione e sulla trasmutazione delle componenti ad alta attività e a lunga vita. Le tecniche in fase di sviluppo in tutto il mondo – inclusa l'Italia – consentiranno di ridurre drasticamente il tempo di decadimento ad alcune centinaia di anni, i volumi e il carico termico sul deposito geologico.

APPENDICE: PROLIFERAZIONE NUCLEARE

Il Trattato di non proliferazione nucleare (TNP), attuato sotto l'egida dell'ONU e applicato attraverso il regime ispettivo dell'IAEA (*International Atomic Energy Agency*), vincola i paesi firmatari a non destinare a scopi militari i materiali e le tecnologie nucleari acquisite nell'ambito delle applicazioni pacifiche.

Vi è anzitutto il problema dei Paesi che non hanno aderito al TNP e che hanno ugualmente ottenuto e sviluppato tecnologie nucleari: sono pochi, ma dotati di grande peso politico e militare a livello regionale. Un ulteriore segnale d'allarme viene dalla consapevolezza che anche alcuni paesi che avevano aderito al trattato hanno successivamente sviluppato un potenziale nucleare per scopi militari. Ai primi anni Novanta risale la scoperta in Iraq di un programma nucleare non dichiarato, sviluppato nonostante il paese fosse sottoposto ai controlli di salvaguardia dell'IAEA. Analogamente ha fatto la Corea del Nord, e si ha oggi il sospetto che anche l'Iran stia sviluppando un programma nucleare.

Accanto a questi esempi negativi si collocano certamente quelli positivi degli Stati che hanno rinunciato spontaneamente alla realizzazione di armamenti nucleari o alla conservazione di arsenali già costituiti. Il caso principale è rappresentato dal Sud Africa che, dopo essersi dotato di ordigni nucleari, ha optato per il loro smantellamento, aderendo al TNP.

Ma il quadro composito che emerge a livello mondiale dimostra che la fine della guerra fredda non ha affatto attenuato i rischi connessi alla proliferazione nucleare. Venuto meno il confronto bipolare, la globalizzazione delle problematiche regionali ha anzi reso più complesso il contesto, moltiplicando le aree sensibili.

Da un decennio è maturata una sostanziale consapevolezza della scarsa efficacia del regime di verifica ora in vigore e della conseguente necessità di un suo adeguamento al mutato scenario internazionale. Nonostante lo sforzo profuso sul piano organizzativo, tecnico e finanziario, occorre riconoscere che l'attuale regime di salvaguardia non può da solo conseguire l'obiettivo di evitare la proliferazione di armi nucleari.

Il regime delle verifiche è un punto cruciale del TNP. Esso si fonda su due principi cardine:

1. Ciascun paese aderente al TNP deve sottoscrivere con l'IAEA un accordo internazionale con il quale si impegna a sottoporre ai controlli tutto il materiale nucleare in suo possesso e a dichiarare i siti dove esso si trova.
2. Il controllo dell'IAEA avviene essenzialmente attraverso la "contabilità" del materiale localizzato nei siti dichiarati.

I casi recenti dell'Iraq, della Corea del Nord e dell'Iran hanno evidenziato i punti deboli del sistema, costituiti essenzialmente dall'obbligo dell'IAEA di effettuare le ispezioni solo nei siti dichiarati e soltanto sulla base della contabilità del materiale nucleare inizialmente dichiarato. A ciò si aggiunge il problema delle cosiddette "ispezioni non dichiarate" che, spesso avversate dagli Stati interessati e comunque non tempestive a causa della procedura attualmente in vigore, contribuiscono a rendere il sistema "penetrabile".

L'opinione universalmente condivisa è che sia ormai necessario e urgente attribuire maggiori poteri e prerogative all'IAEA. In particolare, sul piano istituzionale è necessario che l'Agenzia possa operare in stretto contatto con il Consiglio di Sicurezza dell'ONU, potenziando i meccanismi di controllo che hanno dimostrato maggiore efficacia. Sul piano operativo è inoltre indispensabile che siano conferiti ai suoi ispettori poteri di indagine e strumenti tecnici di verifica finora giudicati troppo intrusivi.

Il nuovo modello operativo predisposto dall'IAEA si basa sul principio secondo cui i controlli non devono più limitarsi ai soli siti dichiarati, superando la prassi fondata sulla mera contabilità del materiale nucleare. I controlli devono avvalersi di tecniche di carattere induttivo, fondate su una più ampia possibilità di accesso all'informazione in modo da ottenere, mediante riscontri incrociati, la tempestiva individuazione delle attività proliferanti.

Sotto quest'ultimo punto di vista, tre sono le novità fondamentali:

1. Il protocollo di salvaguardia deve comprendere la cosiddetta *expanded declaration*, diretta a rendere più trasparente tutto il ciclo del combustibile nucleare e le operazioni connesse. Più in dettaglio, gli Stati dovrebbero fornire all'IAEA precise indicazioni circa quelle attività che, pur non strettamente nucleari, siano in qualche modo correlate a queste ultime, notificando all'Agenzia tutte le installazioni civili e militari situate in prossimità dei siti dichiarati.

2. Il ruolo dell'IAEA deve estendersi ad un'azione di *intelligence*, attraverso il trattamento delle informazioni fornite dagli Stati o comunque pervenute in suo possesso. In caso di incongruenze, l'Agenzia deve potersi avvalere del potere vincolante di richiedere informazioni aggiuntive o chiarimenti allo Stato interessato.
3. L'IAEA deve essere dotata della strumentazione necessaria all'efficace espletamento di una funzione di monitoraggio ambientale, tesa al rilevamento degli elementi radioattivi che sfuggono ai processi di lavorazione e che sono indicativi del tipo di processo effettuato.

Per quanto concerne invece l'accesso ai siti, la nuova modalità operativa prevede le seguenti innovazioni:

- a) Nei siti dichiarati l'accesso deve essere consentito non solo agli *strategic points*, ma anche alle altre installazioni dello stesso sito.
- b) Deve essere consentito l'accesso alle installazioni ed ai siti che, pur non contenendo materiale nucleare, costituiscono parte integrante del ciclo di lavorazione del combustibile.
- c) Deve essere consentito l'accesso degli ispettori alle installazioni industriali e militari situate in prossimità dei siti nucleari.
- d) Qualora l'IAEA ritenga necessario acquisire informazioni aggiuntive ed effettuare attività di monitoraggio ambientale, deve essere consentito l'accesso anche a siti non indicati nella *expanded declaration*.

Per mettere in atto tali trasformazioni, occorre inoltre dare via libera alle cosiddette *challenge inspections*, ovvero alle ispezioni decise autonomamente dall'IAEA e non previamente comunicate, prevedendo per gli ispettori dell'Agenzia la possibilità di visti multipli o, addirittura, la libertà di accesso senza visto.

È importante infine sottolineare come il quarto requisito che dovrà essere rispettato dai reattori di quarta generazione sarà proprio la “resistenza alla proliferazione e protezione fisica contro attacchi terroristici”

7. Energia nucleare da fusione

Sommario

L'utilizzo delle reazioni di fusione nucleare è un possibile metodo di produzione di energia, in fase di sviluppo da circa 50 anni. In tale tipo di reazioni due nuclei di elementi leggeri (tipicamente deuterio e trizio, isotopi dell'idrogeno) si fondono per formare un nucleo di un elemento pesante (tipicamente elio).

La fusione possiede caratteristiche che la rendono estremamente attraente come fonte primaria per la generazione di energia quali:

- (a) combustibile in quantità praticamente illimitata, diffuso ed economico,
- (b) minima emissione di CO₂ e di altri inquinanti atmosferici,
- (c) sicurezza intrinseca in tutte le fasi operative,
- (d) riciclo delle scorie radioattive entro un periodo compatibile con una generazione umana, senza la necessità di un loro deposito geologico permanente.

I progressi compiuti nel corso degli ultimi 40 anni nella fisica del plasma e nelle tecnologie per il suo riscaldamento e confinamento alle densità e temperature d'interesse per una centrale elettrica a fusione, sono stati importanti. Nel caso dei sistemi con confinamento magnetico del plasma, che rappresentano la via prevalente in Europa, la possibilità di arrivare alla costruzione di una centrale prototipo da fusione (DEMO) richiede tuttavia ancora la risposta ai seguenti problemi fondamentali: (i) il mantenimento di un grande volume (~ 1000 m³) di un plasma deuterio-trizio ad alta temperatura (più di 100 milioni di °C), in condizioni quasi-stazionarie per un tempo sufficientemente lungo e con un elevato rapporto tra la potenza prodotta dalle fusioni e quella di sostegno fornita dall'esterno; (ii) la dimostrazione di affidabilità di numerosi componenti di elevata complessità; (iii) la verifica della tenuta dei materiali previsti per i componenti interni della centrale di potenza per il tempo richiesto dal funzionamento economico della centrale stessa.

La risposta ai primi due punti dovrebbe venire dalla macchina ITER la cui costruzione a livello internazionale è iniziata nel 2007 e che dovrebbe diventare operativa in circa una decina d'anni. Il terzo punto dovrebbe trovare la risposta definitiva nella macchina di prova dei materiali chiamata IFMIF (International Fusion Materials Facility) il cui progetto e la prova dei componenti principali sono già in corso nel quadro di una collaborazione internazionale (*Broader Approach*). Queste realizzazioni, affiancate da un programma complementare di ricerca e sviluppo a livello europeo e internazionale, dovrebbero consentire di acquisire gli elementi per realizzare, nel giro dei prossimi 30 anni, una centrale prototipo a fusione.

7.1 INTRODUZIONE

La ricerca sulla fusione di nuclei leggeri per la produzione di energia a scopi pacifici nel mondo nasce nel 1955 in occasione della seconda Conferenza di Ginevra "Atomi per la Pace". In Europa i Paesi aderenti al trattato Euratom decidono di sviluppare fin dall'inizio la ricerca in comune, attraverso Contratti di Associazione fra i Paesi e l'Euratom stessa. L'Italia è stata il secondo Paese a costituire un'Associazione con l'Euratom ed ha sempre mantenuto un ruolo di primo piano nella ricerca in questo ambito.

Nel corso del decennio successivo vengono avviati, sia in Europa che negli USA, in Unione Sovietica e in Giappone, studi esplorativi che portarono alla scelta del ciclo deuterio-trizio (D-T) per la prima generazione di centrali di produzione di energia, e alla limitazione a due sistemi di confinamento (magnetico e inerziale) della miscela ad alta temperatura di particelle ionizzate prodotte.

Nel caso del D-T la miscela di deuterio e trizio viene riscaldata ad alta temperatura fino ad ottenere il numero di fusioni richiesto per la produzione di energia, secondo il processo:



L'energia sviluppata per ogni grammo di materia reagente è pari a circa 340 GJ, equivalenti a 8 tonnellate di petrolio.

Tuttavia, poiché i nuclei sono dotati di carica elettrica positiva e, quindi, si respingono, per avvicinarli occorre spendere energia. La soluzione più efficace è riscaldare una miscela dei due gas fino a temperatura molto elevata (dell'ordine dei 100-200 milioni di gradi). Per riuscirci, occorre evitare il contatto con le pareti del recipiente in cui il gas è contenuto e ridurre al minimo la dispersione del calore. D'altra parte, già a 100 mila gradi, atomi e molecole si dissociano in nuclei positivi ed elettroni dando luogo a un nuovo stato della materia chiamato plasma.

Mentre in un gas l'interazione tra gli atomi avviene per contatto diretto, nel plasma l'interazione avviene tramite i campi elettromagnetici prodotti dalle particelle cariche, con effetti anche a lunga distanza, in cui si somma il contributo simultaneo di molte particelle (effetti collettivi). Solo una piccola parte degli urti porta al contatto ravvicinato fra due nuclei e quindi alla fusione.

Le condizioni fondamentali per la fusione controllata sono quindi essenzialmente due:

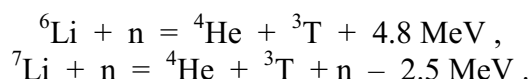
- riscaldamento del plasma fino alle temperature necessarie a produrre reazioni di fusione in misura sufficiente;
- contenimento ed isolamento termico del plasma (confinamento), per minimizzare le perdite di particelle e di energia e per realizzare un rapporto sufficiente tra energia depositata nel plasma dai prodotti di fusione e potenza persa. La condizione di eguaglianza fra l'energia ceduta al plasma dalle fusioni e le perdite al suo contorno è chiamata "ignizione".

Tali condizioni si conseguono quando la temperatura (T) da un lato e il prodotto densità del plasma (n) per tempo di confinamento dell'energia (τ) dall'altro (o in prima approssimazione il prodotto triplo $n\tau T$) superino valori di soglia caratteristici della specifica reazione (condizioni di fusione).

Il risultato si può ottenere sia con plasmi ad alta densità confinati per tempi brevi, sia con plasmi a bassa densità e tempi di confinamento elevati. Alla prima soluzione punta la "fusione inerziale", alla seconda la "fusione magnetica". Le ricerche sviluppate dall'Unione Europea seguono principalmente questa seconda linea.

Le caratteristiche operative di una centrale di produzione di energia basata sulla reazione D-T sono le seguenti:

- i nuclei di elio ionizzati (particelle alfa) prodotti dalla reazione di fusione, essendo carichi elettricamente, restano confinati nel volume del plasma e, avendo un'energia molto superiore a quella della miscela D-T, cedono questa energia al plasma stesso compensando le perdite;
- i neutroni sfuggono verso l'esterno della configurazione e la loro energia viene depositata in un mantello posto attorno al plasma che ospita il sistema di raffreddamento primario. Il mantello è costituito da un materiale a base di litio. I neutroni mentre vengono rallentati interagiscono con il litio producendo trizio. Le reazioni di produzione di trizio dal litio naturale (costituito al 7,6% da ^6Li e al 92,5% da ^7Li) sono le seguenti:



Il trizio prodotto viene estratto ed è riciclato come combustibile nella camera di reazione. Quindi le materie prime per il combustibile della fusione (D-T) sono il deuterio e il litio.

7.2 RICERCHE SULLA FUSIONE INERZIALE

Nella fusione inerziale, se una capsula (*pellet*) di combustibile di fusione solido è compressa ad altissima densità e una parte di essa è scaldata alle temperature richieste per raggiungere l'ignizione, è possibile generare potenza netta di fusione prima che la capsula

stessa esplode. In questo approccio il confinamento non è dato da campi esterni ma dall'inerzia del combustibile caldo che ne rallenta l'espansione per un tempo finito (di qui il nome confinamento inerziale).

La compressione è realizzata scaldando uniformemente da tutti i lati solo la superficie esterna di un bersaglio sferico bucato internamente, in modo tale che il riscaldamento intenso della superficie crei una implosione verso l'interno mentre lo strato superficiale esplode verso l'esterno. L'alimentatore del processo di compressione può essere un laser ad alta potenza oppure un fascio di ioni pesanti accelerati. L'energia cinetica acquisita dalle particelle è sufficiente a produrre reazioni di fusione.

La frazione di combustibile reagente ("bruciato") nella compressione della capsula dipende criticamente dal prodotto densità per il raggio del combustibile compresso, ρR , chiamato *densità d'area*: tale parametro è l'equivalente del prodotto $n\tau$ visto per il confinamento magnetico. Per la fusione inerziale la condizione di ignizione è raggiunta riscaldando un combustibile con ρR pari a circa 0.4 g/cm^2 ad una temperatura non inferiore a circa $2.5 \cdot 10^7 \text{ K}$. Tuttavia il raggiungimento della sola condizione di ignizione non è sufficiente al funzionamento di un reattore a fusione inerziale: occorre infatti raggiungere un rendimento dell'implosione superiore di un fattore 20-30 e ad un rendimento dell'alimentatore (laser o fascio di ioni) superiore di un fattore 3-10, rispetto ai valori corrispondenti alla condizione di ignizione. Il primo obiettivo si può conseguire se la densità d'area ρR raggiunge valori di circa 3.0 g/cm^2 , cui corrisponde una frazione bruciata pari a circa il 30%. D'altra parte, con semplici modelli si può dimostrare che l'energia richiesta all'alimentatore scala approssimativamente come l'inverso del quadrato della densità del combustibile. Quindi per raggiungere il secondo obiettivo sono necessarie densità dell'ordine di $200\text{-}400 \text{ g/cm}^3$, cioè 1000-2000 volte la densità normale del D-T solido.

Schematicamente le fasi importanti associate con l'implosione della capsula sono le seguenti:

- Al momento dell'impatto dell'energia dell'alimentatore sulla superficie della capsula, lo strato superficiale di questa si trasforma in plasma alla temperatura di qualche milione di K, che si espande verso l'esterno a una velocità di $100\text{-}1000 \text{ km/s}$.
- Come reazione, la restante porzione della capsula sferica è accelerata verso l'interno, fino a raggiungere velocità dell'ordine di $300\text{-}500 \text{ km/s}$, comprimendo e scaldando il combustibile. Se al culmine dell'implosione sono soddisfatte le condizioni sopraindicate ($\rho R \approx 0.4 \text{ g/cm}^2$ e temperatura non inferiore a $2.5 \cdot 10^7 \text{ K}$) almeno in una zona del combustibile compresso (punto caldo), si raggiunge l'ignizione termonucleare con conseguente propagazione a tutta la capsula.

I risultati degli esperimenti sviluppati nel corso degli ultimi vent'anni hanno fornito la base per il progetto dei due grandi esperimenti, attualmente in avanzata fase di costruzione: la *National Ignition Facility (NIF)*, a Livermore, e *Laser Megajoule (LMJ)* in Francia. In entrambi i casi il generatore dell'implosione è costituito da un elevato numero di fasci laser (circa 200), con luce di lunghezza d'onda 350 nm , con un'energia complessiva di 18 MJ e potenza dell'ordine di 500 TW . Entrambi gli esperimenti, che dovrebbero entrare in funzione tra il 2008 e il 2010, sono progettati per consentire esperimenti con guadagno globale >1 .

Per quanto riguarda il futuro, vi sono dubbi sul fatto che il *laser* possa essere l'alimentatore per le centrali di potenza. Le ragioni sono essenzialmente legate alla bassa efficienza energetica (rendimento sotto il 10%) dei laser e alla difficoltà di realizzare alti valori di ripetitività dell'impulso (5-10 impulsi per secondo). Per queste ragioni viene sviluppata anche l'alternativa di un alimentatore costituito da un *acceleratore a ioni pesanti*. Il rendimento in questo caso può raggiungere il 30%. D'altra parte esistono anche per questa soluzione ancora molti i problemi da affrontare legati alla necessità di produrre l'impulso di

nucleare, pensate per la dimostrazione scientifica della fusione e la successiva costruzione del reattore prototipo, e ricerche per lo sviluppo delle principali tecnologie necessarie. È del 1988 la decisione di avviare in comune fra Europa, USA, URSS e Giappone, sotto l'egida dell'IAEA, il progetto di una tale macchina, chiamata ITER. Nei dieci anni successivi, il Team di ITER sviluppa il progetto e definisce i criteri per la scelta del sito della macchina. Finalmente, nel novembre del 2006, i rappresentanti di quelli che sono intanto divenuti i sette partner promotori e finanziatori di ITER (Unione Europea, Cina, Giappone, India, Repubblica della Corea, Russia, USA) siglano l'accordo per la costruzione della macchina, dopo una lunga fase di trattative.

Contemporaneamente alla progettazione dettagliata di ITER e alle prove su prototipi dei suoi componenti principali, vengono approfonditi gli studi per il progetto concettuale delle future centrali elettronucleari a fusione, in modo da identificare i problemi legati alla loro costruzione e funzionamento e definire la strategia e le tappe delle ricerche e sviluppo per arrivare alla fusione commerciale. In questo ambito viene sviluppato, attraverso un accordo promosso dalla IEA, lo studio di un impianto per sperimentare il comportamento sotto irraggiamento dei materiali per la fusione (IFMIF).

7.4 IL PROGETTO ITER E IL "BROADER APPROACH"

ITER (Fig. 7.2) è la prima macchina avente per obiettivo la produzione di energia da fusione, con impulsi da 500 MW della durata di 400 secondi, in condizioni in cui predominerà il riscaldamento del plasma da parte dei nuclei di elio prodotti dalle reazioni di fusione rispetto a quello generato dai circuiti esterni.

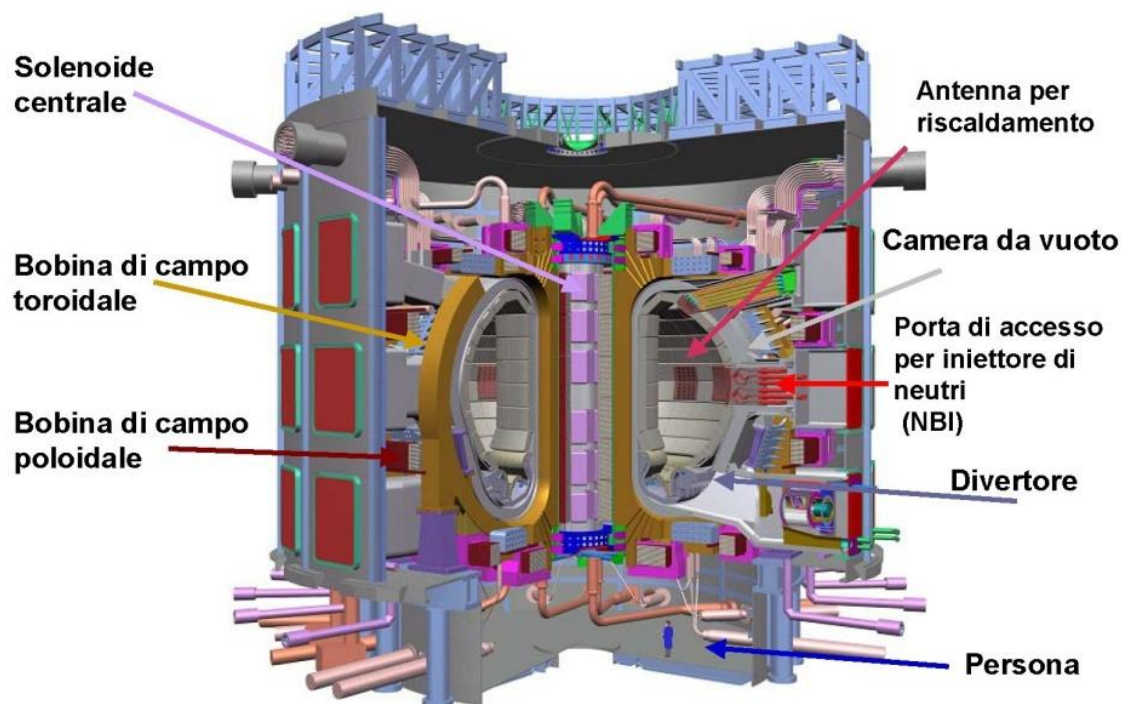


Fig 7.2: Schema dell'impianto ITER.

L'impianto è dimensionato per generare alcune migliaia di impulsi all'anno e verificare le soluzioni oggi ritenute idonee a sperimentare le tecnologie essenziali per una centrale a fusione, in particolare:

- l’uso di superconduttori per il sistema magnetico, necessario per limitare la dissipazione di potenza;
- il caricamento del “combustibile” nella camera di reazione e la contemporanea estrazione delle particelle prodotte;
- il riscaldamento del plasma e il suo controllo con potenza ausiliaria, in modo da provare condizioni per il plasma (scenari) tali da realizzare cicli operativi lunghi fino, se possibile, all’operazione stazionaria;
- lo smaltimento dell’energia generata e del combustibile bruciato e il recupero del trizio;
- il controllo del funzionamento e la sicurezza operativa.

ITER servirà inoltre come banco di prova per lo sviluppo del “mantello fertilizzante” più efficace per produrre il trizio, necessario per compensare quello utilizzato dalle reazioni di fusione, e per dimostrare la possibilità di funzionamento stazionario.

La costruzione di ITER è iniziata a Cadarache (Francia) all’inizio del 2007. Il programma prevede la sua costruzione in 10 anni e lo sviluppo delle attività sperimentali in più fasi, in un arco di tempo di 25 anni. Al termine si provvederà alla messa in sicurezza e successivamente, in 6 anni, allo smantellamento e al trasporto delle scorie in un sito idoneo. I costi di costruzione sono stimati in 5000 milioni di euro a valuta 2002.

Nell’ambito del Programma Europeo 2007-2011, le Associazioni e la neonata Agenzia esecutiva “*Fusion for Energy*” promuoveranno e metteranno in atto un programma di ricerca sulla fisica e l’ingegneria del plasma e di sviluppo tecnologico fortemente orientati al successo di ITER e ad accelerarne il risultato (programma di accompagnamento). L’attività sperimentale sulle macchine operanti nell’Unione Europea, ivi incluso JET, e la programmazione di aggiornamenti o costruzione di nuovi esperimenti sarà rivista ed allineata a questo obiettivo.

In questo contesto si svilupperanno anche le azioni definite nel recente accordo dell’UE col Giappone denominato “*Broader Approach*”, entrato in vigore nel giugno 2007. Esso riguarda la cooperazione UE-Giappone su tre grandi progetti di ricerca e sarà aperto alla partecipazione degli altri partner di ITER. I tre progetti sono:

- completamento del progetto ingegneristico, sviluppo e prova dei componenti principali dell’impianto IFMIF (*International Fusion Material Facility*);
- creazione di un centro di calcolo per la simulazione di esperimenti e di un centro per sviluppi e ricerche preparatori a DEMO, IFERC (*International Fusion Energy Research Centre*);
- costruzione e operazione di un tokamak “satellite” di ITER (JT60SA).

7.5 STRATEGIA E TAPPE VERSO LA FUSIONE COMMERCIALE

A partire dal 2001 un gruppo di esperti elabora su richiesta della Presidenza dell’Unione Europea una proposta di programma verso lo sfruttamento commerciale della Fusione “*Fast Track*”,. Gli elementi caratterizzanti e le tappe di questo, che con successivi aggiornamenti è divenuto quello di riferimento per l’Unione Europea e per la Comunità internazionale della fusione, sono indicati di seguito (Fig. 7.3, parte alta).

Gli elementi essenziali del questo programma si possono definire come segue:

- a) La costruzione e l’operazione dell’esperimento ITER è il passo fondamentale verso una centrale prototipo (DEMO). ITER è una macchina di taglia simile al nocciolo della centrale del futuro reattore, con il compito di dimostrare la fattibilità scientifica e tecnologica della fusione controllata, in condizioni di plasma che portino ad ottenere un rapporto di 10 tra energia prodotta dalla di fusione ed energia fornita dall’esterno. La macchina deve possedere la flessibilità operativa che consenta di integrare nell’attività sperimentale i risultati di esperimenti su macchine e dispositivi ‘satelliti’ sia in termini di fisica del plasma che di tecnologie. Al tempo stesso il programma sperimentale di ITER

deve essere focalizzato per ottenere in un tempo relativamente breve le risposte cruciali per la definizione dei parametri di DEMO.

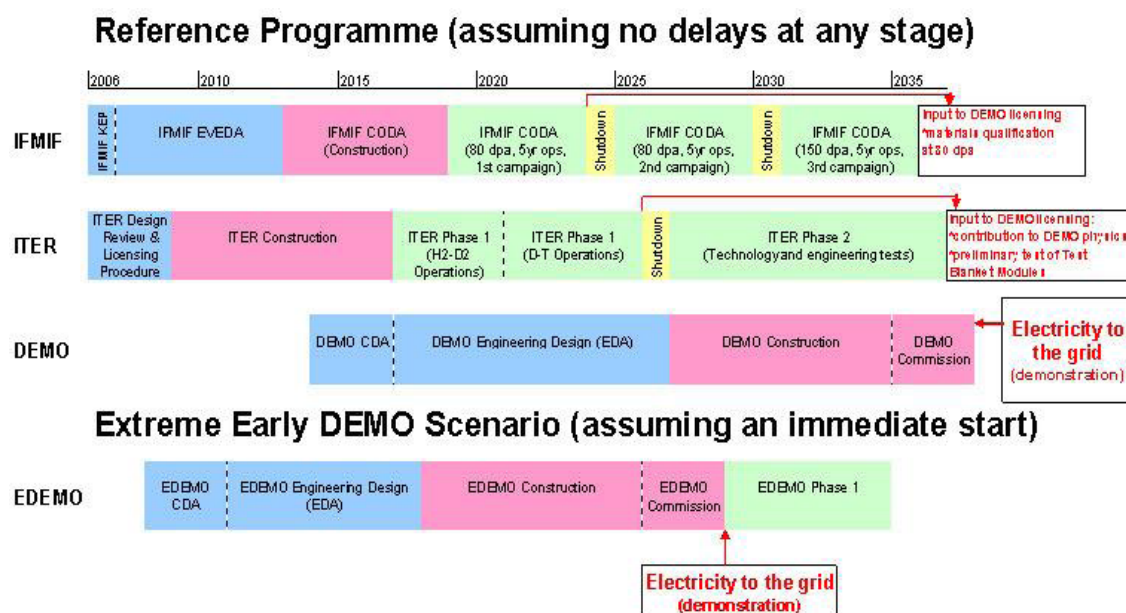


Fig.7.3: Programma di riferimento (*fast track*) e scenario “Early DEMO” della fusione.

- b) Il passo successivo ad ITER, sarà il reattore prototipo (DEMO). Esso dovrà sperimentare tutte le operazioni di una centrale di potenza a fusione, in particolare la produzione continua di energia, con conversione in elettricità, e la produzione, recupero e riciclo del trizio necessario per l’auto-sostentamento del combustibile. DEMO avrà un funzionamento quasi-stazionario per lunghi periodi.
- Lo sviluppo di materiali idonei all’impiego in DEMO e nei reattori commerciali richiederà la continuazione delle ricerche per l’ottimizzazione dei materiali dei componenti principali e la loro tenuta, sotto irraggiamento, durante il funzionamento della centrale. Per queste indagini si utilizzeranno, nella misura del possibile, gli impianti di prova dei materiali già esistenti (reattori a fissione). Tuttavia la presenza di una maggiore percentuale di neutroni veloci nello spettro della fusione rispetto a quello della fissione, determinerà nei materiali una modifica della tenuta sotto irraggiamento. Questo richiederà delle prove in un nuovo impianto dove si potrà simulare l’effettivo spettro di fusione. Come già accennato, il progetto preliminare di questo impianto, chiamato IFMIF (*International Fusion Materials Irradiation Facility*) è già stato elaborato. Il concetto su cui si basa è quello di produrre uno spettro neutronico confrontabile a quello di un reattore a fusione in un volume sufficiente per simulare il danno sui materiali dei componenti più vicini al plasma. Lo spettro neutronico sarà realizzato attraverso il bombardamento di un bersaglio di litio metallico in movimento con deuteroni ad alta energia. Il completamento del progetto dell’impianto e la realizzazione dei prototipi dei componenti principali sono previsti entro 6 anni, nel quadro dell’accordo *Broader Approach* fra UE e Giappone già menzionato. Quindi l’impianto IFMIF potrebbe essere costruito entro i prossimi 10-12 anni. La realizzazione e l’attività di ITER e di IFMIF procedono quindi in parallelo.
 - Il coinvolgimento dell’industria è attualmente limitato alla progettazione esecutiva ed alla realizzazione di componenti, su commesse con fondi pubblici. Tuttavia il suo ruolo dovrebbe progressivamente crescere durante la fase di realizzazione di ITER ed IFMIF, per divenire determinante nella progettazione e realizzazione di DEMO. Esso

dovrebbe consentire, in una successiva fase di sfruttamento commerciale, di affrontare aspetti come affidabilità, operabilità, facilità di manutenzione, disponibilità: in estrema sintesi economicità della Fusione. Il che è essenziale per attrarre l'interesse e gli investimenti delle società elettriche e dell'industria dell'energia.

Recentemente, nel quadro della preparazione da parte della Commissione Europea dello *Strategic Energy Technology (SET) plan*, è stata discussa la possibilità di ridurre il periodo di 30-35 anni attualmente considerato nel piano di riferimento europeo. Esiste per questo una proposta di studiare un progetto di macchina (EARLY DEMO) in cui si dimostrerebbe la produzione di fusione entro 25 anni. Questa macchina utilizzerebbe i materiali a bassa attivazione, come l'acciaio Eurofer in avanzato stato di sviluppo che si stimano idonei alle condizioni operative della centrale.

7.6 RICERCHE SULLA FUSIONE IN ITALIA

Le attività in Italia sono iniziate nel 1958 presso le Università di Roma (con il sostegno del CNEN), Milano e Padova (con il sostegno del CNR). Nel 1960, il CNEN ha stipulato un contratto di associazione con l'Euratom ed avviata la costruzione del laboratorio di Frascati, divenuto sede di numerosi e significativi esperimenti (tra cui Cariddi, Plasma focus, Hot Ice).

Nel 1970, a Frascati, è stata avviata la costruzione di un primo tokamak ad alto campo magnetico, FT, attorno a cui si è concentrata molta parte dell'attività del laboratorio. Nello stesso anno, anche il CNR ha stipulato un contratto di associazione con l'Euratom: il gruppo di Milano si è caratterizzato per significative ricerche teoriche, mentre il gruppo di Padova si è orientato verso ricerche sul confinamento magnetico nella configurazione *Reversed Field Pinch*. Nel 1982, è iniziata la costruzione di un secondo tokamak ad alto campo, FTU, tuttora punto focale della ricerca ENEA, con la collaborazione del gruppo di Milano. Nel 1984, con la confluenza dell'Associazione CNR-EUR nell'Associazione ENEA-EUR, a Padova è stata avviata la costruzione di RFX, principale esperimento nel mondo per la configurazione *Reversed Field Pinch*. Anch'esso è oggi pienamente operativo e fornisce, tra l'altro, risultati di particolare interesse sul controllo multimodale in tempo reale di instabilità MHD. Di rilievo, anche, le attività di sviluppo tecnologico, la partecipazione alle imprese europee JET e NET ed al gruppo internazionale di progetto per ITER.

In ambito ENEA, per impulso del Prof. B. Coppi e con la collaborazione di numerosi ricercatori universitari, si sono sviluppati, a partire dal 1976, studi, progetti e prototipi di componenti per una macchina ad alto campo, mirante a produrre esperimenti di ignizione con impulsi di breve durata (IGNITOR). Il progetto è stato, in più riprese, ampliato e consolidato. Tuttavia, i gruppi istituiti dall'Euratom per la sua valutazione non hanno espresso parere favorevole alla sua realizzazione, soprattutto nella prospettiva di realizzare ITER in Europa.

L'accordo internazionale per la realizzazione di ITER e quello bilaterale Europa-Giappone per le attività di *Broader Approach* ad esso collegate, ha portato a ridefinire anche il programma italiano. Accanto ad ENEA e CNR si è acquisita la collaborazione dell'INFN, in relazione alle sue competenze nel campo degli acceleratori di particelle.

I campi di intervento, con le attività principali, durante il decennio della costruzione di ITER, sono stati definiti dal Coordinamento Nazionale Fusione (ENEA, CNR, INFN) nel gennaio 2006. Esso ha costituito la base per l'impegno reciproco di Italia ed Euratom alle realizzazioni di comune interesse.

I campi di intervento sono:

- 1) Partecipazione alla costruzione di ITER mediante: (i) qualificata e proporzionata presenza di ricercatori e tecnici italiani nelle organizzazioni preposte alla realizzazione (*Iter Legal Entity, Joint Undertaking*); (ii) supporto al sistema industriale italiano per la migliore realizzazione delle commesse relative ad ITER; (iii) assunzione di specifiche e dirette responsabilità per lo sviluppo e la realizzazione di componenti ad elevato contenuto

scientifico (diagnostiche e sistemi di riscaldamento); (iv) realizzazione da parte del Consorzio RFX dell'impianto di sviluppo e prove per il sistema di riscaldamento del plasma in ITER, con iniezione di atomi neutri accelerati (NBI).

- 2) Svolgimento delle attività attribuite all'Italia nell'ambito dell'Accordo *Broader Approach*. In particolare, partecipazione alla realizzazione di IFMIF e del tokamak JT60SA.
- 3) Progetto e costruzione a cura dell'ENEA di un nuovo tokamak non nucleare per ricerche di appoggio ad ITER, FT3, in collaborazione con altre associazioni, previa approvazione da parte Euratom.
- 4) Intenso programma sperimentale di ricerca di fisica con il pieno sfruttamento degli esistenti impianti FTU e RFX. Paralelo sviluppo di ricerche teoriche e simulazioni numeriche.
- 5) Intenso programma di ricerca tecnologica, a supporto di ITER, del *Broader Approach* e per lo sviluppo del successivo reattore dimostrativo DEMO. Anche in questo settore piena utilizzazione dei dispositivi sperimentali esistenti e loro integrazione con eventuali nuovi dispositivi.
- 6) Formazione e training di nuovo personale, anche in vista della partecipazione alle attività internazionali.

7.7 SOSTENIBILITÀ ED ECONOMIA DELLA FUSIONE

Come detto, gli studi sulla centrale di potenza a fusione, e in particolare quelli basati sul combustibile D-T e confinamento magnetico, hanno avuto un notevole sviluppo nell'ultimo decennio. I risultati di questi studi hanno permesso di verificare gli aspetti principali che caratterizzano la sostenibilità della fusione come fonte di energia primaria (risorse primarie, sicurezza, scorie radioattive) e di fare una valutazione preliminare dei costi di una centrale commerciale a fusione.

In Europa si sono studiati vari concetti di macchine Tokamak (*European Fusion Power Plant Conceptual Studies*, PPCS) utilizzando ipotesi progressivamente più avanzate per la fisica del plasma rispetto a quelle utilizzate in ITER e per il tipo di mantello fertilizzante per la produzione e recupero del trizio e l'estrazione del calore. Si sono mantenute invece le stesse soluzioni adottate in ITER per il sistema magnetico, la camera di combustione, il sistema di neutralizzazione e scarico del plasma esausto (*divertore*) e del suo trattamento per il recupero del trizio da reintrodurre nella camera di combustione.

Questi studi hanno portato a definire i parametri principali di quattro centrali, indicate come Modelli A, B, C, D. Tutti considerano un funzionamento stazionario, con alimentazione addizionale continua esterna (potenza ausiliaria) attuata utilizzando gli stessi impianti necessari per il riscaldamento iniziale del plasma. La frazione di potenza ricircolante, per generare la potenza ausiliaria, varia secondo il modello, da 28% nel caso più conservativo (Mod. A) a 11% in quello più avanzato (Mod. D). Tali studi hanno permesso fra l'altro, di quantificare il grado di sostenibilità della fusione come fonte di energia primaria e di dare una prima valutazione dei costi.

a) Risorse naturali di combustibile

Il deuterio è presente nell'acqua degli oceani in quantità pari a 30 g/m^3 , corrispondente ad una riserva dell'ordine di 10^{13} tonnellate. Il fabbisogno di deuterio per una centrale da 1 GWe è di circa 200 kg/anno. Quindi la sua disponibilità è praticamente illimitata.

La risorse stimate di litio nella crosta terrestre ammontano a circa 12 Mt. Anche il litio è presente nell'acqua del mare con una concentrazione di circa $0,2 \text{ g/m}^3$, corrispondente a un'ulteriore riserva dell'ordine di 10^{11} tonnellate. Il fabbisogno annuale di litio naturale per

una centrale da 1 GWe varia a seconda del tipo di mantello fertilizzante, tipicamente tra 10 e 70 t/a. Pertanto anche per il litio si può ritenere che la disponibilità sia praticamente illimitata.

b) Sicurezza della centrale e impatto ambientale

La fusione presenta vari elementi che la rendono a priori favorevole dal punto di vista della sicurezza e dell'ambiente. Essi sono: (i) piccola quantità di combustibile nella camera di combustione, che porta all'arresto quasi immediato della generazione di potenza al momento della chiusura dell'alimentazione del combustibile; (ii) prevalente produzione di isotopi a emissione gamma con tempo di decadimento relativamente breve; (iii) bassa densità di potenza del nocciolo del reattore; (iv) assenza di materiale fissile; (iv) non produzione di gas serra.

Gli studi attuali sulle centrali di potenza a fusione adottano, per ciò che concerne l'obiettivo della sicurezza, il principio chiamato "difesa in profondità" (*defence-in-depth*). Tale principio afferma che tutte le attività di sicurezza debbano essere soggette a molteplici livelli operativi, in modo da assicurare in ogni caso assenza di danno sia agli individui che alla collettività nel suo complesso. Il confinamento della radioattività nella centrale a fusione è assicurato nei progetti attuali da tre barriere successive.

I risultati di questi studi mostrano che:

- (i) Durante l'*operazione normale* le dosi all'esterno della centrale degli effluenti radioattivi atmosferici e acquosi (trizio e prodotti di attivazione) sono molto al di sotto dei livelli permessi.
- (ii) Nel caso d'*incidente*:
 - non c'è possibilità di escursione incontrollata della potenza in quanto la reattività del plasma è limitata da processi intrinseci al sistema;
 - le strutture interne della macchina non possono fondere anche in caso di incidente con perdita di ogni raffreddamento attivo conseguente a una perdita improvvisa di potenza (sicurezza passiva);
 - il massimo incidente prevedibile di origine interna alla centrale non può portare a rotture della barriera esterna di contenimento e la massima dose di radiazione in uscita con i materiali (triziati o attivati dai neutroni) che sono mobilitati dall'incidente condurrebbe a valori di esposizione del pubblico tali da non richiederne la sua evacuazione.

c) Gestione delle scorie radioattive

Nelle centrali a fusione le scorie radioattive provengono dall'attivazione neutronica dei componenti scaricati dalla centrale e dalla presenza del trizio. La parte dominante della radioattività indotta dai neutroni è generata nei componenti che si affacciano al plasma e nel mantello fertilizzante. Questi componenti sono periodicamente sostituiti durante la vita della centrale mentre è previsto che altri componenti, quali il contenitore del vuoto, il sistema magnetico e il suo schermo, restino per l'intero periodo operativo della centrale.

La radiotossicità all'arresto della centrale a fusione decade entro 100 anni a valori che sono da diecimila a centomila volte inferiori a quelli della fissione e paragonabili a quella delle ceneri di una centrale a carbone (Fig. 7.3). La classificazione delle scorie in vista del loro trattamento finale viene fatta in base alla dose a contatto e alla produzione di calore. Si distinguono così, (a) le scorie che possono allo scarico essere utilizzate senza restrizione nell'industria, (b) quelle che richiedono per l'ulteriore utilizzazione un trattamento a distanza (telemanipolazione), e infine (c) quelle che necessitano un deposito geologico in sito profondo. Gli studi del programma europeo PPCS hanno mostrato che dopo 100 anni dall'arresto della centrale il 40% circa delle scorie è da considerarsi adatto per il riutilizzo senza restrizioni, il 60% può essere riciclato nell'industria nucleare con trattamento a

distanza, mentre praticamente non ci sono scorie che richiedono un deposito geologico permanente.

d) Aspetti economici della fusione

Gli studi di progetto concettuale delle centrali di potenza a fusione, sviluppati nell'ultimo periodo negli USA, in Giappone e nell'UE, hanno permesso di identificare l'importanza relativa delle voci componenti il costo del kWh, distinguendo i costi *diretti* da quelli *esterni* associati a danno ambientale o ad effetti negativi sulla salute.

Il *costo diretto* dell'energia elettrica (quotazione 2004), calcolato per i quattro casi di centrale a fusione considerati nello studio europeo (PPCS) e assumendo un fattore di apprendimento tecnologico di 0,4, varia tra 0,07 e 0,04 €/kWh, passando dai progetti di centrale più conservativi a quelli più avanzati. In tutti i casi, la voce "costo capitale" è predominante, circa il 70%, cui contribuisce, per circa il 40%, il costo delle strutture magnetiche, mentre la voce "costo per il reimpiego delle parti mobili" della centrale durante la vita (mantello, schermo neutronico e divertore) rappresenta circa il 10%.

I "costi esterni" dell'energia da fusione sono molto bassi. Per le centrali considerate nello studio PPCS essi variano da 0,0025 a 0,0006 €/kWh. E sono dominati da costi legati a parti convenzionali, in particolare a incidenti convenzionali durante la costruzione.

7.8 CONCLUSIONI

La fusione come fonte di energia primaria rappresenta un'enorme potenzialità ed insieme una impegnativa sfida tecnologica. Essa possiede caratteristiche che la rendono estremamente attraente come fonte di energia primaria per la generazione di elettricità:

- combustibile in quantità praticamente illimitata, diffuso ed economico,
- minima emissione di CO₂ né di altri inquinanti atmosferici durante l'esercizio dell'impianto,
- sicurezza intrinseca in tutte le fasi operative e di arresto della centrale,
- gestione delle scorie radioattive entro un periodo compatibile con una generazione umana.

Le attività sviluppate negli scorsi decenni hanno consentito di comprendere ed affrontare gran parte dei problemi scientifici del confinamento magnetico e del riscaldamento del plasma.

Il progetto ITER permetterà di conseguire la verifica della fattibilità della fusione a livello scientifico e fornire gli elementi per sviluppare entro 30-25 anni un prototipo di impianto (DEMO) capace di produrre con continuità energia elettrica. È pensabile un'accelerazione di alcuni anni a fronte di maggiori risorse annue (ma con risorse totali fino al risultato circa equivalenti).

La collaborazione internazionale sviluppata per ITER è in sé stessa un fatto di grande

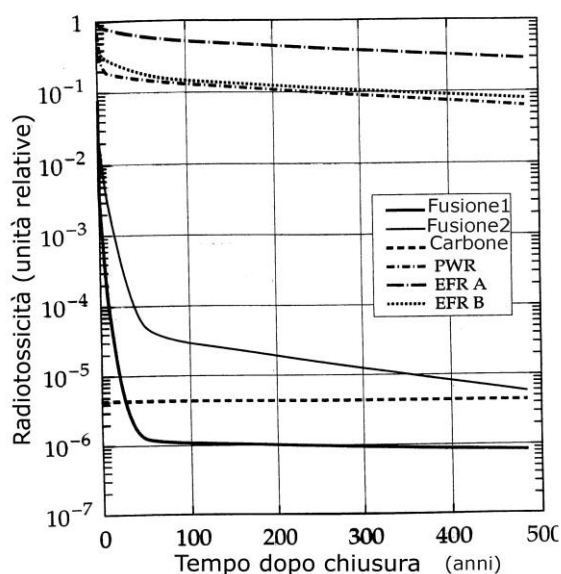


Fig. 7.3: Decadimento della radiotossicità per impianti a fissione (PWR e progetti EFR di reattori veloci) o fusione (fusione 1, strutture in leghe di vanadio, fusione 2, strutture in acciaio a bassa attivazione) e raffronto con centrale a carbone, a parità di energia elettrica prodotta.

rilievo e continuerà sul piano della ricerca, ma è probabile che il successivo passo, la realizzazione di DEMO, vedrà lo sviluppo competitivo di più macchine ad opera di alcuni partners di ITER. In tal modo il risultato tecnologico sarà così rafforzato ed accelerato e contemporaneamente si preparerà la successiva commercializzazione.

Per la fusione inerziale i risultati noti sono meno consolidati. Tuttavia ricerche importanti sono sviluppate in laboratori vincolati al segreto. È un'alternativa possibile ma è più incerta la previsione temporale.

BIBLIOGRAFIA

1. G. Rostagni, *Prospettive dell'energia nucleare* – Accademia Galileiana di Scienze, Lettere e Arti di Padova, febbraio 2002
2. International Fusion Research Council, Status Report on Fusion Research – Nuclear Fusion 45 (2005) A1 A28. Scaricabile dal sito: <http://www.iop.org>
3. *Final Report of ITER Engineering design activities*, IAEA, ITER EDA documentation series no. 21, Vienna 2001
4. *Summary of the ITER Final design report*, IAEA, ITER EDA documentation series no. 22, Vienna 2001
5. IFMIF International Team, *IFMIF Comprehensive Design Report*, IEA Report, January 2004
6. C. Lewellyn Smith, E. Bogusch, M. Gaube, F. Gnesotto, G. Marbach, J. Pamela, MQ Tran, H. Zohm, *Report of the SET-Plan Expert Consultation Fusion Workshop 13/04/2007* Scaricabile da: http://ec.europa.eu/energy/res/setplan/doc/nuclear_fusion/hearing_report_nuclear_fusion.pdf
7. D. Maisonnier and al.: A Conceptual Study of Commercial Fusion Power Plants, final report of the European *fusion power plant conceptual studies (PPCS)* EFDA-RP-RE-5.0, 2005

8. Sorgenti fotovoltaiche

Sommario

Nell'attuale fase di transizione ad un sistema energetico sostenibile, i sistemi solari fotovoltaici sono considerati una tecnologia chiave e la loro diffusione è in fase di forte sviluppo. L'incremento percentuale della produzione di celle fotovoltaiche nel mondo è cresciuta di circa il 40% all'anno negli ultimi tre anni. In Asia (soprattutto in India e Cina) nel 2006 tale produzione è cresciuta del 121,5% rispetto a quella dell'anno precedente. Si noti però che l'energia prodotta da tutto il fotovoltaico del mondo equivale a quella prodotta soltanto da circa due-tre centrali termoelettriche convenzionali di potenza: non incide quindi ancora sul mercato globale dell'energia. Ciò è dovuto in sostanza all'alto costo di produzione dei moduli fotovoltaici, che si ripercuote in un costo del kWh almeno triplo di quello da fonti fossili convenzionali.

In Italia l'incentivo in conto energia ha fatto decollare il mercato del fotovoltaico portando l'installato totale a 70 MWp alla fine del 2007. Simili incentivi sono stati la causa della grande crescita dell'installato in Germania (oltre 4 GWp a fine 2007) e, più recentemente, anche in Spagna. Purtroppo il settore produttivo italiano è assai poco sviluppato, per cui è probabile che si continuerà ad importare moduli fotovoltaici dalle altre nazioni.

L'alto costo attuale del fotovoltaico deriva dal fatto che l'efficienza delle celle è bassa e il materiale attivo utilizzato, il silicio, è costoso da processare. Per superare questo limite oggi si sono scelte tre strade: (i) ottimizzare la filiera di produzione dei moduli al silicio; (ii) sviluppare la tecnologia del film sottile, con silicio amorfo o altri materiali (CdTe e CIGS); (iii) sviluppare la tecnologia della concentrazione solare.

Già oggi si stanno affermando sul mercato sistemi fotovoltaici basati sul film sottile estremamente competitivi dal punto di vista del costo di produzione. La produzione di moduli a CdTe, irrilevante fino a due anni fa, è oggi di 270 MWp/anno e arriverà a circa 900 MWp/anno entro il 2009. L'Italia in questo settore è all'avanguardia per ora solo a livello di laboratorio, ma ci sono le premesse perché possa fare valere anche sul mercato questa eccellenza.

Con il metodo della concentrazione solare, attuata attraverso lenti o specchi, l'efficienza può superare (teoricamente) il 50%, e si utilizza poco materiale attivo. Ancora non ci sono però precedenti di produzioni importanti che sfruttino questa tecnologia.

Considerando le difficoltà che si incontrano in generale nell'installare impianti fotovoltaici nel nostro Paese e anche il notevole impegno economico per lo Stato nel caso gli incentivi proseguissero ad essere il motore principale del mercato anche in futuro, potrebbe risultare effettivamente realistico uno scenario di crescita al 2020 che prevedesse una potenza fotovoltaica cumulativa installata di 7-8 GWp, corrispondente a circa 10 TWh/anno di produzione di energia elettrica (circa il 3,3% dei consumi elettrici attuali).

8.1 L'ENERGIA FOTOVOLTAICA

Forse non è evidente a tutti il fatto che, a parte l'energia nucleare, quella geotermica (dovuta alla radioattività naturale) e quella dovuta alle maree, tutta l'energia disponibile sulla Terra deriva dal Sole e arriva sul nostro pianeta sotto forma di radiazione elettromagnetica (luce). Tramite la fotosintesi clorofilliana parte di questa energia solare viene accumulata in biomassa, con un processo di conversione di così bassa efficienza (intorno all'uno per cento) che il consumo energetico attuale non potrebbe essere soddisfatto se non dilapidando le grandi quantità di biomassa fossile (petrolio, carbone e gas) formatasi nel corso di intere ere geologiche.

Senza voler entrare qui nelle questioni relative alle possibili conseguenze dovute all'utilizzo massiccio delle fonti fossili, affronteremo solo la questione pratica se sia possibile trovare una forma di conversione energetica altrettanto economica ma più efficiente della fotosintesi clorofilliana; ovvero tale che ci consenta di ottenere dall'irraggiamento solare che arriva sulla terra una quantità di energia adeguata alle nostre esigenze. I moduli fotovoltaici e il solare termico (di cui parleremo nel capitolo 9) sono i dispositivi di cui tratteremo. Questi sono capaci di trasformare efficientemente la luce solare in altre forme di energia utilizzabili dall'uomo, quella elettrica e quella termica. Le efficienze di questi dispositivi variano

tipicamente dal 10% al 30-40% (e anche oltre per i pannelli termici), ovvero da 10 a 40 volte l'efficienza della fotosintesi clorofilliana.

Facciamo rapidamente due conti: su un solo metro quadrato nell'Italia meridionale l'irraggiamento solare arriva a sfiorare i 2.000 kWh di energia all'anno. Considerando un sistema di conversione di energia solare di efficienza 12% abbiamo 240 kWh/m². In Italia in un anno consumiamo circa 320 TWh, quindi significa che utilizzando l'energia solare incidente su una superficie di 35x35 km² potremmo soddisfare tutte le nostre esigenze di energia elettrica. In pratica sarebbe conveniente utilizzare grandi centrali a concentrazione per generare energia termoelettrica nelle regioni più assolate, e sistemi fotovoltaici distribuiti nel resto del paese. Il vantaggio del fotovoltaico è infatti che i cittadini possono essere utenti e produttori, installando i moduli sui tetti delle proprie case o nei campi.

Ma allora, perché non siamo ancora invasi da questi dispositivi che ci libererebbero dalla difficile dipendenza dalle fonti fossili? Gli ostacoli a questa diffusione sono sostanzialmente tre:

- 1) elevato costo dell'energia elettrica prodotta dalla conversione diretta dell'energia solare,
- 2) reale difficoltà nel gestire un sistema di produzione elettrica distribuita,
- 3) intermittenza dell'irraggiamento solare.

Il primo punto è quello oggi più limitante. Infatti il secondo e il terzo, come vedremo poco più avanti, entreranno davvero in gioco soltanto quando la produzione di energia elettrica tramite conversione dell'energia solare raggiungerà livelli confrontabili con quella utilizzata nel Paese.

Attualmente l'ostacolo maggiore all'utilizzo dell'energia solare è, quindi, il suo alto costo per kWh, che va da 0,25-0,40 €/kWh per il fotovoltaico a circa 0,15 €/kWh per il solare termodinamico a media/alta temperatura. In entrambi i casi (fotovoltaico e termodinamico), bisogna sottolineare lo straordinario progresso a cui stiamo oggi assistendo. Questo progresso sta portando sul mercato tecnologie che promettono di abbattere questi costi in un arco di tempo di pochi anni.

Il secondo punto, ovvero il problema di trattare un sistema distribuito e iper-frazionato, della produzione di energia elettrica riguarda soprattutto il fotovoltaico e si pone in quanto l'attuale rete di distribuzione e gestione del flusso di energia e corrente elettrica non è stato pensato per accogliere tale sistema. È questo un potenziale impedimento tecnologico alla futura crescita della produzione distribuita di energia da fotovoltaico. Già oggi comunque i gestori e i distributori della rete elettrica lo stanno affrontando tempestivamente e si comincia a intravederne la soluzione. ENEL ha iniziato a investire molto in questo campo, sviluppando sistemi di reti intelligenti, ed è prevedibile che le reti nazionali si adatteranno nel tempo alla crescita di questo sistema distribuito di energia.

Più serio e di difficile soluzione, soprattutto dal punto di vista tecnologico, è il terzo ostacolo. Attualmente tutti i sistemi di immagazzinamento di energia sono costosi e poco efficienti e se non ci saranno importanti sviluppi tecnologici questo punto diventerà l'impedimento maggiore ad uno sviluppo su larga scala di centrali elettriche "solari". La soluzione ottimale verrebbe, come già accennato, dalla produzione e dall'utilizzo dell'idrogeno. Va detto però che oggi tale tecnologia non è ancora pronta per poter essere utilizzata convenientemente ed efficacemente su sistemi di potenza: risulta troppo costosa, poco efficiente, poco stabile e poco affidabile. Una soluzione oggi parziale, ma che sta rivelandosi via via sempre più concreta, riguarda le centrali solari termoelettriche. In queste centrali anziché immagazzinare l'energia elettrica, si punta ad immagazzinare l'energia termica prodotta. L'immagazzinamento avviene accumulando in grandi contenitori termicamente isolati il fluido termovettore scaldato ad alta temperatura dai concentratori solari. In questo modo si riesce ad arrivare ad autonomie di funzionamento di 8-10 ore senza

irraggiamento solare. Attualmente questa sembra essere davvero la strada più promettente per la trasformazione su grande scala di radiazione solare in energia elettrica.

Intanto il mercato cresce e crescerà indipendentemente da ogni pianificazione o strategia nazionale. Infatti, anche dopo la fine degli incentivi statali, la diminuzione del costo del kWh prodotto attraverso i sistemi fotovoltaici porterà gli utenti a installare sempre nuovi impianti. Si tenga anche presente che, come riprenderemo anche in seguito, la possibilità di produrre “in loco” energia elettrica tramite i sistemi fotovoltaici, porta il costo del kWh così ottenuto in competizione col costo del kWh che il comune cittadino si trova in bolletta, e non con quello, molto più basso, del puro costo di produzione da centrali convenzionali. Ciò è d'altra parte naturale, essendo l'energia prodotta e consumata in loco non soggetta ad aggravii di costo dovuti a: (i) presenza di intermediari nella distribuzione; (ii) ammortamento della spesa per la realizzazione delle infrastrutture per la distribuzione elettrica; (iii) costo del mantenimento della stessa rete di distribuzione; (iv) tasse e balzelli vari (almeno per il momento).

8.2 COMPETITIVITÀ DELL'ENERGIA FOTOVOLTAICA E MERCATO GLOBALE ATTUALE

Il mercato mondiale del fotovoltaico è cresciuto vigorosamente dal 1994 al 2006 superando il 40% negli ultimi anni⁴⁹ (vedi Fig. 8.1).

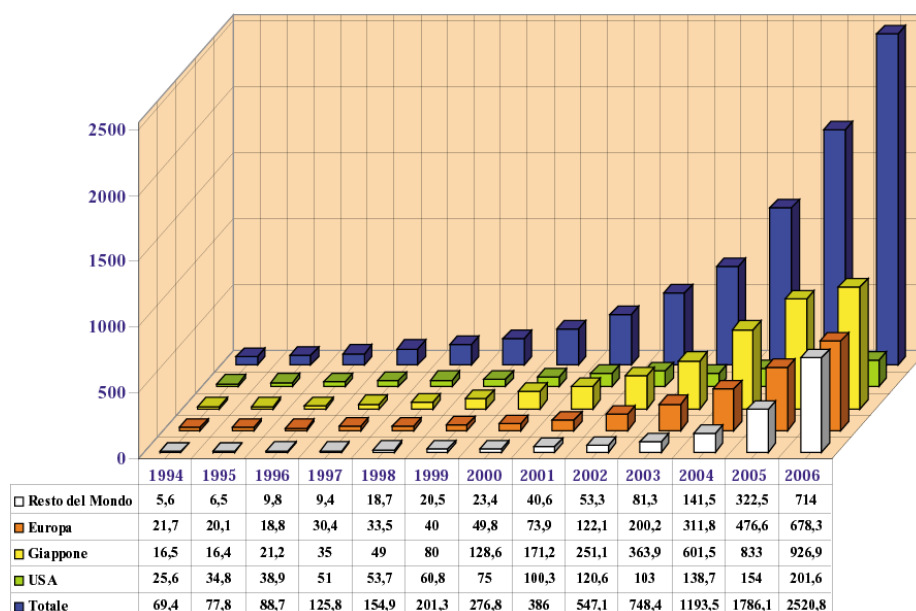


Fig. 8.1: Produzione di moduli fotovoltaici nel mondo nel periodo 1994-2006 (fonte: PV News; Maycock, 2007).

Sottolineiamo che nel 2006 l'incremento totale è stato del 41,1% e, dato ancora più rilevante, l'incremento della produzione da parte dei paesi del “Resto del Mondo” è arrivato al 121,5%, scalzando dal primo posto l'Europa (la Germania di fatto) e insidiando la posizione di leader del Giappone. Il merito di questa accelerazione va soprattutto alla forte

⁴⁹ Arnulf Jäger-Waldau (European Commission, Joint Research Centre, Renewable Energies Unit – ISPRA) ha recentemente pubblicato sulla rivista del settore Solar Energy 77 (2004) 667-678 un articolo che inizia così: “Photovoltaics is one of the fastest growing industries at present. Over the last five years, the production of photovoltaic solar cells has steadily increased at an annual average of 40%, driven not only by the progress in materials and processing technology, but by market introduction programmes in many countries around the world.”

crescita della produzione Cinese e Indiana. Anche la Fig. 8.2, relativa alla potenza totale installata, ci mostra un aumento esponenziale che va dal 33% al 40% dal 2003 in poi.

Sull'installato, come ci mostrano chiaramente le Fig. 8.3 e 8.4, il leader indiscusso a livello mondiale è la Germania, che da sola installa oltre i 2/3 della potenza complessiva in Europa. Notevole è anche il vantaggio che la Germania ha sul resto dei Paesi del mondo per quanto riguarda il valore di potenza installata pro-capite (Fig. 8.5), che è quasi il triplo di quello del Giappone e oltre dieci volte quello del valore successivo, relativo alla Svizzera.

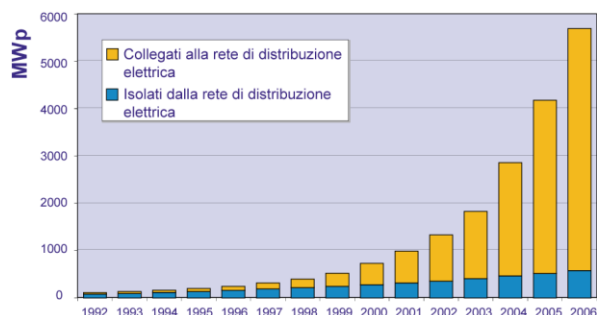


Fig. 8.2: Potenza totale installata nel mondo fino al 2006 (fonte: IEA-PVPS <http://www.iea-pvps.org>).

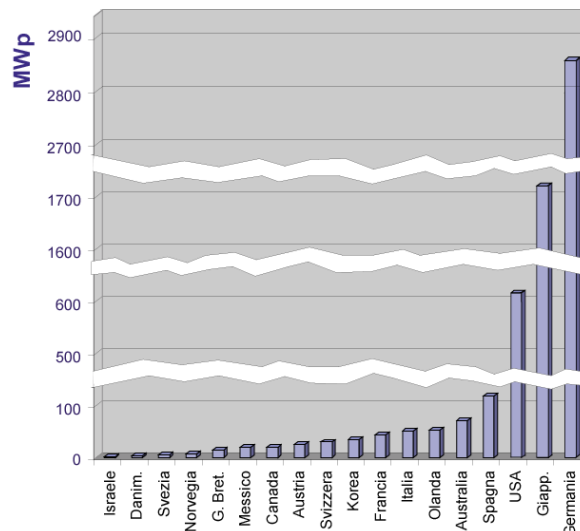


Fig. 8.3: Potenza totale installata in alcuni Paesi del mondo alla fine del 2006 (fonte: IEA-PVPS. <http://www.iea-pvps.org>).

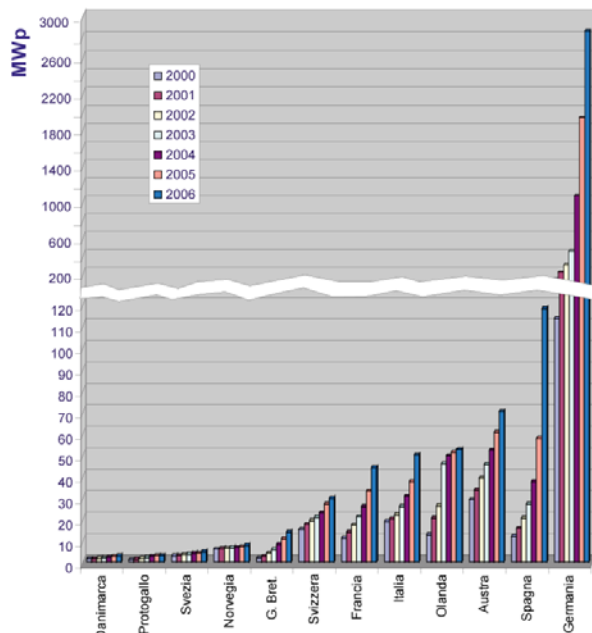


Fig. 8.4: Potenza totale installata in alcuni Paesi dell'UE alla fine del 2006 (fonte: IEA-PVPS. <http://www.iea-pvps.org>).

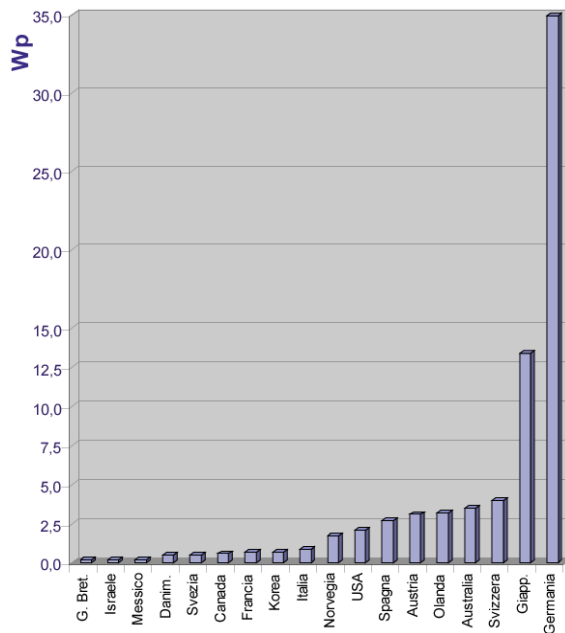


Fig. 8.5: Potenza pro-capite installata in alcuni Paesi del mondo alla fine del 2006 (fonte: IEA-PVPS. <http://www.iea-pvps.org>).

Nella Fig. 8.4 è interessante osservare anche la crescita dell'installato nei principali Paesi europei: risulta evidente che, oltre alla Germania, in Spagna, Italia e Francia gli incentivi

cominciano a promuovere fortemente il mercato. La Fig. 8.6 evidenzia infine l'aumento percentuale degli impianti su capannoni e stabilimenti industriali.

Al di là di questa crescita, ancorché notevole, la produzione mondiale di energia ottenuta tramite i dispositivi fotovoltaici rimane limitata, corrispondente a circa due centrali termoelettriche convenzionali di media potenza, ed è l'intervento pubblico, sotto forma di incentivi economici e campagne di sensibilizzazione, che ha consentito questo forte aumento del mercato.

8.3 LA SITUAZIONE ITALIANA

In Italia il mercato del fotovoltaico, e l'installato, hanno recentemente fatto un importante salto in avanti, sostenuto fortemente dal recente incentivo in conto energia. In sostanza, con il Decreto Legge 29 dicembre 2003, n. 387 (G.U. n. 25 del 31 gennaio 2004), l'Italia recepisce la Direttiva europea 77/CE/2001 per la promozione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tale legge quadro è stata resa effettiva dall'emanazione di una serie di Decreti Attuativi, di cui l'ultimo del 19 febbraio 2007 del Ministero dello Sviluppo Economico (G.U. del 26 febbraio 2007). L'energia prodotta con i sistemi fotovoltaici viene così premiata con una tariffa che va da 0,36 a 0,49 €/kWh, a seconda del tipo di impianto, può inoltre essere utilizzata dallo stesso proprietario dell'impianto per soddisfare le proprie esigenze energetiche e quella che gli avanza può essere venduta al proprio gestore secondo i prezzi del mercato.

Questo sistema di incentivazione permette di recuperare la spesa dell'impianto in poco più di una decina di anni e consente finalmente di considerare l'installazione di un impianto [da 1 a 1.000 kWp⁵⁰] come un investimento con una certa resa nel tempo, indipendentemente dalla propria bolletta elettrica.

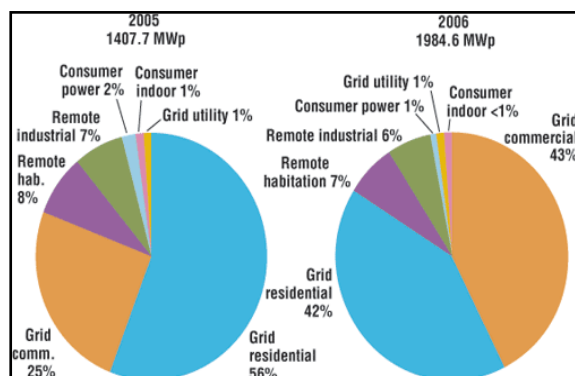


Fig. 8.6: Distribuzione per applicazioni della potenza complessiva dei sistemi fotovoltaici installati nel 2005 e nel 2006.

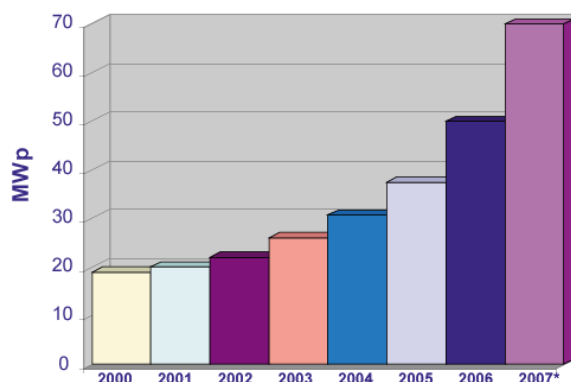


Fig. 8.7: Potenza totale installata in Italia alla fine del 2007.

In base ai citati decreti sono già state presentate al Gestore Servizi Elettrici (GSE) decine di migliaia di domande per una potenza complessiva di vari GWp, di cui solo una frazione è attualmente già stata accettata. L'incentivo in conto energia ha fatto decollare il mercato del fotovoltaico in Italia portando l'installato totale a 70 MWp alla fine del 2007 (vedi Fig. 8.7). Simili incentivi, ma anche più coraggiosi, sono stati la causa della forte crescita dell'installato in Germania e, più recentemente, anche in Spagna. Attualmente l'Italia si è posta l'obiettivo di mantenere attivo questo sistema di supporto economico fino al raggiungimento di 1,2 GWp

⁵⁰ “p” sta per “picco”. Il Wp è un'unità di misura della potenzialità del modulo. La potenza in Wp di un modulo fotovoltaico corrisponde a quella che il modulo stesso fornisce quando l'irraggiamento solare incidente su di esso è di 1 kW/m² e la temperatura del modulo è di 25°C.

incentivati, ma probabilmente questa cifra è destinata ad aumentare, considerando che in Germania nel solo 2006 sono stati installati circa 0,8 GWp.

Si stima che, se non interverranno riduzioni importanti nel costo dei sistemi fotovoltaici, il mercato italiano si stabilizzerà su valori intorno a 100 MWp/anno. Purtroppo il settore produttivo italiano è assai poco sviluppato, per cui è probabile che si continuerà ad importare moduli fotovoltaici dal Giappone, dalla Germania, dalla Spagna e dalle altre nazioni che hanno già avviato un fiorente mercato nazionale.

8.4 VERSO UN MERCATO DEL FOTOVOLTAICO AFFRANCATO DAL SUPPORTO DEGLI INCENTIVI

Per fare una valutazione del costo del kWh dato dai sistemi fotovoltaici bisogna ricavare, dal valore in kWp, l'energia media effettivamente prodotta dallo stesso modulo nell'arco di una giornata o di un anno. In Italia, l'irraggiamento solare medio varia dai 3,5 kWh/m² al giorno (1.277 kWh/m² all'anno) della pianura padana ai 4,7 kWh/m² al giorno (1.715 kWh/m² all'anno) del Centro-Sud e agli oltre 5,4 kWh/m² al giorno (2.000 kWh/m² all'anno) della Sicilia, a cui corrisponde una potenza media di irraggiamento solare ben minore di 1 kW/m² (a 25 °C) che si usa per calcolare la potenza di picco (in Wp) di un sistema fotovoltaico. Facendo le debite proporzioni si ottiene allora che un impianto da 1 kWp produce da 3,5 kWh al giorno (1.277 kWh all'anno) a 5,4 kWh al giorno (2.000 kWh all'anno) a seconda della locazione geografica (ovvero, in Italia la potenza media reale di un sistema fotovoltaico si ottiene dividendo circa per 5 i valori di "picco").

È importante osservare che, con la possibilità per il singolo cittadino di diventare produttore di energia elettrica attraverso un sistema fotovoltaico, il costo di riferimento del kWh diventa automaticamente quello che il cittadino si ritrova in bolletta e non il puro costo di produzione da fonti fossili, notevolmente più basso. Questo è un risultato importante

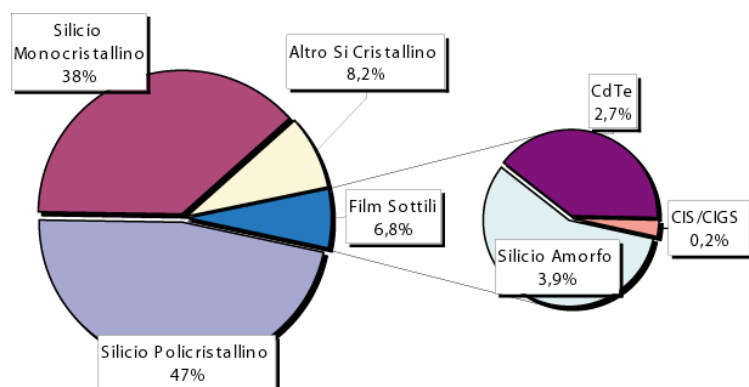


Fig. 8.8: Distribuzione percentuale del mercato delle differenti tecnologie per i moduli fotovoltaici nel 2007 (fonte: PV NEWS 2007).

dovuto alla possibilità che offre il fotovoltaico di decentralizzare la produzione di energia fino a renderla domestica, introducendo nuovi (distribuiti) attori nell'ambito della competizione dei prezzi (contribuendo all'abbassamento del prezzo per l'utente finale). Il costo del kWh prodotto da un impianto fotovoltaico varia oggi da 0,25 a 0,4 €. Tale costo si ottiene considerando quanta energia produce ogni kWp installato (si veda paragrafo precedente), considerando un investimento di circa 6 € per Wp installato, il fatto che l'impianto dura 30 anni e gli interessi reali, sempre sui 30 anni, dell'investimento iniziale. Questo costo è certamente alto rispetto a quello che un'utenza privata media paga alla società distributrice (circa 0,15 €/kWh), per non parlare del puro costo dell'energia prodotta dalle fonti fossili, ben sotto 0,1 €/kWh.

Alle condizioni attuali non è quindi pensabile che il mercato del fotovoltaico possa svilupparsi senza consistenti incentivi pubblici. Diverso, anzi completamente diverso è però lo scenario che si prospetta già nel medio periodo.

a) Ragioni dell'attuale elevato costo dei dispositivi fotovoltaici

Oltre la metà dei 6 €/Wp dei sistemi fotovoltaici è dovuto al costo dei moduli, il resto possiamo considerarlo come generico costo di installazione. Gli incentivi pubblici servono a sviluppare il mercato per abbattere i costi attraverso il meccanismo dell'ampliamento del volume di produzione e della concorrenza. È facilmente prevedibile che il costo dell'installazione potrà calare notevolmente con lo sviluppo di un grande mercato nazionale del fotovoltaico. Di fatto questo sta già avvenendo: su impianti di grandi dimensioni (sopra i 100 Wp) il costo dell'installato è ora sotto i 5 €/Wp. Il costo dei moduli invece non potrà calare molto se non interviene un cambiamento importante nella tecnologia dominante con cui attualmente essi sono prodotti. Infatti la grande maggioranza degli attuali moduli fotovoltaici viene prodotta con la consolidata tecnologia del silicio monocristallino o policristallino (vedi Fig. 8.8), parente molto stretta della matura tecnologia utilizzata per la realizzazione di chip per l'elettronica. Le alte temperature in gioco, la necessità di lavorare in completa assenza di ossigeno e la complessa operazione di taglio e assemblaggio dei "wafer" di silicio, rendono questa tecnologia intrinsecamente complicata e costosa. In realtà moduli al silicio vengono prodotti anche con la tecnologia "a film sottile", amorfo o a nastro. Ma mentre questi ultimi sono dispositivi ancora allo stadio sperimentale, i primi sono sul mercato ormai da decenni e si sono dimostrati in generale poveri in efficienza e poco stabili. Tuttavia recentemente si sono affacciati sul mercato moduli al silicio amorfo multi-giunzione con efficienze non molto inferiori a quelle del silicio policristallino, e dal costo di poco superiore a 2 €/kWp. Probabilmente questa è una tecnologia destinata ad erodere una buona parte della quota del mercato attuale del silicio mono e poli cristallino.

Le tecnologie a film sottile per la fabbricazione di moduli fotovoltaici hanno l'indubbio vantaggio di prestarsi a produzioni su larga scala, in cui il pannello rappresenta lo stato finale di processi in linea e non l'assemblaggio di celle di minor dimensioni come nel caso dei moduli basati sui wafer di silicio cristallino o policristallino. Questo, insieme alle piccole quantità di materiale attivo necessarie, hanno fatto ritenere fin dagli anni '70 che tali tecnologie domineranno il mercato futuro del fotovoltaico.

Al di là dell'uso del silicio, i dispositivi a film sottile oggi già sul mercato sono quelli basati sul tellururo di cadmio (CdTe) e sul di-seleniuro di indio e rame (CIS-CIGS). Ciò che ha ritardato l'avvio della produzione industriale dei moduli basati su questi film sottili sono stati alcuni problemi di cui questa tecnologia ha sofferto, in particolare la difficile riproducibilità dei risultati e la stabilità nel tempo delle caratteristiche elettriche. Oggi, come mai prima d'ora, stiamo assistendo a notevoli progressi in questo settore. I moduli al CIGS e a CdTe, stanno diffondendosi a ritmo serrato nonostante l'attuale loro bassa efficienza (8-10%). Inoltre, se il trasferimento tecnologico di recenti risultati di laboratorio avrà successo, si arriverà ad un punto di rottura rispetto al passato sul costo del fotovoltaico, e quindi sulla sua diffusione al di là del mercato drogato dagli incentivi statali. Infatti da tempo è noto in letteratura che lo stato dell'arte nella produzione dei moduli fotovoltaici a film sottile a CdTe e CIGS dovrebbe risultare in un costo di produzione intorno a 0,5 €/Wp.

b) Energy Payback e tutela ambientale: confronto tra moduli al silicio, CIS e CdTe

La produzione di elettricità attraverso i dispositivi fotovoltaici non produce alcuna emissione di elementi inquinanti o gas, come la CO₂, responsabili dell'effetto serra. Però è anche vero che per fabbricare i moduli è necessaria una quantità di energia che, almeno inizialmente, è fornita da fonti convenzionali, e quindi inquinanti. Inoltre durante il processo produttivo si utilizzano a volte composti e elementi che possono comportare qualche rischio ambientale.

Il fattore di emissione in atmosfera di CO₂ per un sistema fotovoltaico si ottiene confrontando l'energia prodotta in tutta la vita del pannello fotovoltaico con quella necessaria

alla costruzione del pannello stesso, considerando di utilizzare, per la produzione, solo fonti fossili di energia (vedi Fig. 8.9).

L'energia elettrica prodotta in media da combustibile fossile implica una produzione di CO₂ con un fattore di emissione in atmosfera di circa 500 g di CO₂ per kWh. Con la presente tecnologia di fabbricazione dei moduli fotovoltaici, il fattore di emissione di CO₂ per un sistema fotovoltaico è 20-30 g/kWh. Questo dato è stato ottenuto supponendo una vita media del modulo fotovoltaico di 30 anni, efficienza del 10% ed un irraggiamento medio di 1500 kWh/m² all'anno (centro Italia). Questa emissione è tutta concentrata nel processo iniziale di fabbricazione del modulo, sia per quanto riguarda i materiali attivi che i materiali inattivi. È ovvio che, una volta costruito, il modulo fotovoltaico rimane completamente passivo dal punto di vista dell'emissione di gas serra.

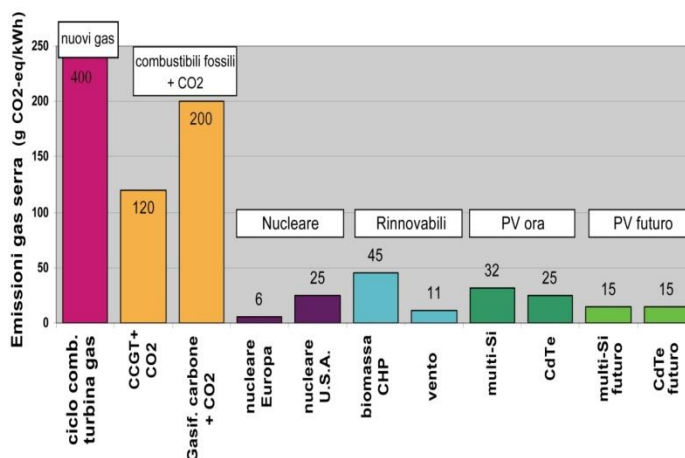


Fig. 8.9: Confronto tra le emissioni gas serra per le più avanzate tecnologie energetiche (fonte: *PV Technology*, Anno 1, n.2/2007).

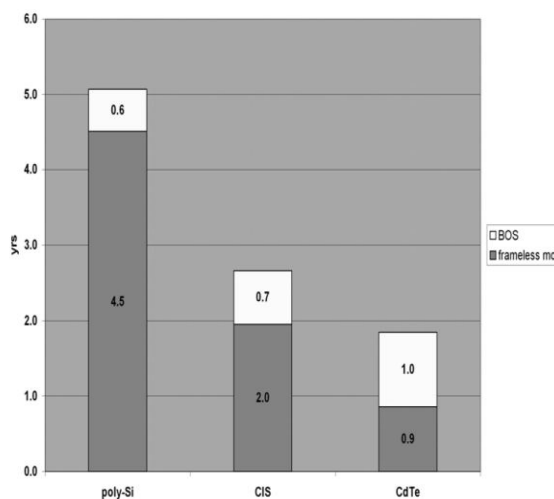


Fig. 8.10: Energy Pay-Back Time in anni. BOS = *balance of systems*, è tutto ciò che serve per mettere in funzione l'impianto: cavi, inverter, staffe di montaggio, ecc.

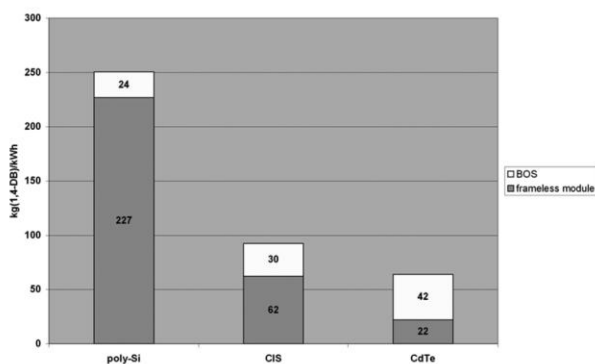


Fig. 8.11: Contributo alle piogge acide, in grammi equivalenti di SO₂ per kWh prodotto.

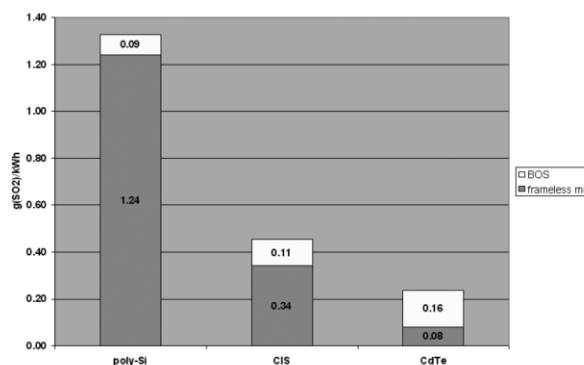


Fig. 8.12: Eco-tossicità potenziale per kWh prodotto.

Per confronto il gas naturale, anche se è considerato una sorgente pulita di energia, contribuisce in maniera elevata alla produzione di CO₂. Allo stato attuale della ricerca, i pannelli fotovoltaici si situano a un valore di emissione di gas serra simile a quello delle centrali nucleari⁵¹. Teniamo però conto che il fattore di emissione dei sistemi fotovoltaici sta rapidamente decrescendo col miglioramento dell'efficienza di conversione fotovoltaica degli stessi, e con la diffusione della tecnologia del "film sottile" che diminuisce di molto l'energia necessaria per la fabbricazione del modulo. Entro cinque anni è prevedibile che la produzione di energia elettrica fotovoltaica diventerà la forma di energia di gran lunga meno inquinante per quanto riguarda l'effetto serra.

Vari studi^{52,53} sono stati fatti per confrontare in modo corretto l'*Energy Pay-Back Time* (EPBT) dei moduli al silicio con quello dei moduli basati sulle tecnologie a film sottile. Nonostante i moduli al CdTe presi in considerazione (Antec Solar) non siano particolarmente efficienti (solo 7% di conversione fotovoltaica), dai risultati ottenuti risulta evidente come l'efficienza ambientale della tecnologia basata sul silicio sia nettamente minore di quella basata sulle tecnologie a film sottile (Fig. 8.10). L'articolo di Raugei *et al.* analizza vari parametri utili a comprendere l'impatto ambientale, confrontandone i valori ottenuti per diverse tipologie di moduli: quelli al silicio policristallino, al CIS e al CdTe. Il confronto sull'impatto ambientale risulta nettamente a vantaggio della tecnologia a CdTe, in tutti i parametri in esame (vedi Fig. 8.11 e 8.12).

c) Considerazioni sull'eventuale pericolosità dell'uso del cadmio nei moduli fotovoltaici a film di CdTe/CdS

È importante discutere approfonditamente questo punto in quanto viene spesso sottolineato il fatto che la tecnologia a film sottile che utilizza CdTe e CdS, pur essendo una delle più promettenti e già pronte per il mercato, pone gravi questioni di carattere ambientale.

Il rischio ambientale e sanitario principale, se di rischio si può parlare, connesso all'utilizzo dei dispositivi che stiamo considerando è legato alla presenza di cadmio. Attualmente moduli fotovoltaici basati sul tellururo di cadmio vengono già prodotti in quantità industriali in altri paesi (in particolare USA e Germania)⁵⁴.

Entrando nel merito della effettiva pericolosità di questi moduli, subito risulta evidente che il problema, se esiste, può essere solo di natura psicologica e/o politica. Citiamo di seguito i principali fatti e argomenti, rimandando, per un approfondimento esaustivo su questo argomento, al documento *Cadmium Facts and Handy Comparisons* di Ken Zweibel del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e di Vasilis Fthenakis del *Brookhaven National Laboratory* (<http://www.nrel.gov/cdte/>).

- a. Il CdTe non è assimilabile al cadmio metallico, poiché è un prodotto altamente stabile, ad alto punto di fusione e insolubile in acqua⁵⁵. L'unico caso in cui ci potrebbe essere

⁵¹ *Renewable Energy World: Review Issue 2004-2005*. James & James Ltd (<http://www.renewable-energy-world.com>).

⁵² Knapp, K.E.; Jester, T.L.; Mihaiik, G.B. *Energy balances for photovoltaic modules: status and prospects*. Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE 15-22 Sept. 2000 Page(s):1450 – 1455

⁵³ M. Raugei, S. Bargigli and S. Ulgiati. *Energy and Life Cycle Assessment of Thin Film CdTe Photovoltaic Modules*. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6 –10 June 2005, Barcelona, Spain.

⁵⁴ First Solar, negli Stati Uniti, e Antec Solar in Germania producono moduli a base di CdTe e, insieme ad altre realtà industriali che stanno emergendo (per esempio la tedesca Q-cells), stanno progettando o realizzando ampliamenti di tali produzioni.

⁵⁵ Fthenakis V., Morris S., Moskowitz P., Morgan D. (1999). "Toxicity of cadmium telluride, copper indium diselenide, and copper gallium diselenide." *Progress in Photovoltaics*, 7, pp. 489-497. Bohland J., Smigielski K. (September 2000). "First Solar's CdTe module manufacturing experience: environmental, health, and safety results". Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anchorage, AK.

rilascio di cadmio nell'ambiente sarebbe quello di incendio, ma la temperatura che si raggiunge negli incendi delle abitazioni residenziali degli Stati Uniti, dove vi è molto materiale infiammabile (legno), arriva al massimo a 900°C sul tetto e 1000°C negli scantinati, mentre il punto di fusione di CdTe è a 1041°C e l'evaporazione comincia a 1050°C. Il punto di fusione del CdS è addirittura a 1750°C. Inoltre studi al *Brookhaven National Laboratory* e al *GSF Institute of Chemical Ecology* in Germania hanno indicato che alle temperature tipiche di un incendio i materiali del modulo fotovoltaico rimarrebbero inevitabilmente incapsulati all'interno del vetro fuso. Infine, in caso di incendio di un'abitazione, moltissimi altri materiali comuni sarebbero fonte di rischio incomparabilmente più grande che qualunque potenziale emissione causata dai sistemi fotovoltaici a base di CdTe⁵⁶.

- b. Un modulo a base di CdTe contiene pochissimo cadmio, meno dell'uno per mille in peso, e ancor meno, per metro quadrato, di un'ordinaria pila al NiCd. Inoltre, come detto sopra, il cadmio nel modulo è in una forma assolutamente stabile⁵⁷.

- c. Nel modulo fotovoltaico il cadmio è legato al tellurio e incapsulato, quindi la tecnologia fotovoltaica fornisce una soluzione efficace per il sequestro del cadmio.

- d. Meno del 3% del cadmio attualmente usato in USA basterebbe per una produzione su grande scala (vari GW/anno) di moduli fotovoltaici a base di CdTe.⁵⁸

- e. È facile e vantaggioso riciclare completamente i moduli alla fine della loro vita, che comunque è di almeno 25-30 anni. Inoltre, data la loro natura, non è facile per l'utente disperdere i moduli nell'ambiente come succede invece spesso con le pile. Il riciclo dei moduli risolve completamente ogni problema di carattere ambientale.⁵⁹

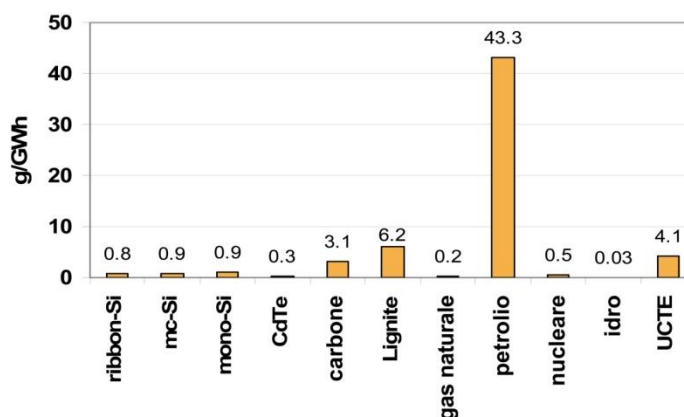


Fig. 8.13: Emissioni di cadmio nel ciclo di vita di diverse fonti energetiche, tradizionali, rinnovabili e fotovoltaiche (fonte: *PV Technology Anno 1*, n.2/2007).

⁵⁶ Drysdale D. (1985). "An Introduction to Fire Dynamics", pp. 329-330, Wiley, NY. Moskowitz P., Fthenakis V. (1990). "Toxic materials released from photovoltaic modules during fires; health risks", *Solar Cells*, 29, pp. 63-71. Thumm W., Finke A., Nuemeier B., Beck B., Kettrup A., Steinberger H., Moskowitz P. (1994). "Environmental and health aspects of CIS-module production, use, and disposal." Presented at the First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Waikoloa, Hawaii, 5-9 December 1994. Steinberger H. (1997). "HSE for CdTe and CIS thin film module operation, IEA expert workshop -Environmental aspects of PV power systems", May 23, 1997, Report No. 97072, Nieuwlaar E. and Alsema E. (ed.), Utrecht University, The Netherlands. Patterson M., Turner, A., Sadeghi M., Marshall R. (1994). "HSE aspects of the production and use of CdTe thin film modules." Presented at the 12th European PV Solar Energy Conference.

⁵⁷ Anderson B. A. (2000). "Materials availability for large-scale thin film photovoltaics." *Progress in Photovoltaics*, 8, pp. 61-76. Zweibel K. (1997). "Reducing ES&H impacts from thin film PV." *Environmental Aspects of PV Power Systems*, Utrecht University, The Netherlands. Zweibel K. (1999). "Issues in thin film PV manufacturing cost reduction." *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 59, pp. 1-18.

⁵⁸ Anderson B. A. (2000). Materials availability for large-scale thin film photovoltaics. *Progress in Photovoltaics*, 8, pp. 61-76.

Cadmium Market Update Analysis and Outlook. (1995). Roskill Information Services Ltd., London, UK.

⁵⁹ Bohland J., Dapkus T., Kamm K., Smigielski K. (1998). "Photovoltaics as hazardous materials: the recycling solution." Proceedings of the 2nd IEEE World Photovoltaic Specialists Conference, pp. 716-719. Fthenakis V. (2002). "Could CdTe PV modules pollute the environment?" Aug. 2002, Brookhaven National Laboratory, Upton, NY 11973. www.pv.bnl.gov. Fthenakis V., Eberspacher C., Moskowitz P. (1996). "Recycling strategies to enhance the commercial viability of photovoltaics." *Progress in Photovoltaics*, 4, pp. 447-456. Fthenakis V.,

- f. Il cadmio è un prodotto secondario dell'estrazione di altri metalli come zinco, piombo e rame. Il cadmio viene quindi oggi prodotto in grande eccesso e viene perciò in gran parte immesso in discarica. Anche supponendo che le discariche minerarie siano controllate, la trasformazione del cadmio nello stabile tellururo di cadmio e il controllo del ciclo di vita dei moduli, con la possibilità di recupero tramite riciclaggio, rendono sicuramente meno probabile il rilascio di cadmio nell'ambiente, oltre a fornire un utilizzo ambientalmente vantaggioso del cadmio stesso (si pensi solo alla riduzione delle emissioni serra legate alla generazione fotovoltaica).

In conclusione, risulta evidente che, paradossalmente, l'utilizzo di moduli al CdTe ridurrebbe in effetti la quantità di cadmio rilasciata nell'ambiente. Affermazione resa ancora più evidente se si considera anche il fatto che in Europa il 41,3% dell'esposizione umana al cadmio deriva dall'utilizzo di fertilizzanti, il 22% dai combustibili fossili, oltre il 16% dalla produzione di ferro e acciaio e così via fino ad arrivare a un 2,5% legato all'utilizzo diretto del cadmio quale ad esempio nelle pile. Un utilizzo su larga scala di pannelli fotovoltaici porterebbe a una diminuzione della seconda voce in ordine di importanza, quella legata ai combustibili fossili. Quindi non solo i moduli fotovoltaici al CdTe presentano un piccolissimo rischio di rilascio di cadmio nell'ambiente, ma anzi, alla fine la loro massiccia introduzione porterebbe a una diminuzione dell'inquinamento causato da questo metallo.

8.5 LE TECNOLOGIE MATURE PER IL MERCATO

La ricerca nel settore fotovoltaico è oggi ad assai vasto spettro, comprendendo risultati di rilievo nel campo delle nanotecnologie (sviluppo di nanotubi conduttivi), nel campo della fotosintesi artificiale, delle celle a coloranti, polimerici e minerali, etc.. In Italia abbiamo gruppi di ricerca e risultati importanti a livello internazionale in quasi tutti questi campi, ma se vogliamo analizzare quali siano le tecnologie e i risultati di ricerca davvero maturi per essere pronti a fare il salto verso la produzione industriale, dobbiamo limitarci a considerare quelle più tradizionali, le cui le basi scientifiche e tecnologiche sono state sviluppate nel corso di decenni: i dispositivi basati sui classici semiconduttori come il silicio e i composti III-V o II-VI della tavola periodica. Consideriamo qui lo sviluppo di celle e dispositivi fotovoltaici basati su materiali e tecnologie alternative al silicio mono e policristallino standard, che oggi dominano il mercato, ma per i quali, come abbiamo già detto, non si intravedono grosse possibilità nella riduzione dei costi di produzione.

In Italia l'ENEA e il CESI-Ricerca sono i principali organi che operano nel settore del fotovoltaico "tradizionale". L'ENEA ha una lunga e consolidata esperienza nello sviluppo di dispositivi fotovoltaici, soprattutto basati sul silicio amorfo. È infatti sulla tecnologia del silicio amorfo che anni fa decise di concentrare la propria attività di ricerca. Purtroppo il silicio amorfo ha dimostrato con gli anni di non mantenere le promesse iniziali, soprattutto per quanto riguarda efficienza e stabilità nel tempo. Oggi il silicio amorfo attraversa una fase di seconda giovinezza, grazie alla messa a punto di dispositivi a doppia e tripla giunzione, che massimizzano l'assorbimento di buona parte dello spettro della luce solare, hanno una buona stabilità nel tempo e, anche su produzioni industriali, raggiungono efficienze vicino al 10%. Come abbiamo già evidenziato, il silicio amorfo, grazie a un costo di produzione attualmente circa la metà di quello del silicio mono e policristallino, è probabile che diventi uno dei principali attori del prossimo mercato fotovoltaico.

Oltre ai grandi centri di ricerca, come spesso avviene nella ricerca scientifica e tecnologica (soprattutto in Italia), piccoli gruppi di ricerca, nell'università e nel CNR, hanno ottenuto risultati di livello almeno pari a quello dei grandi centri sopra considerati.

Gonsiorawski R. (1999). Lead-free solder technology from ASE Americas, Workshop Report BNL-67536, Oct. 19, 1999, Brookhaven National Laboratory, Upton, NY 11973. Steinberger H. (1997).

Esaminiamo ora in dettaglio le tecnologie fotovoltaiche a concentrazione e a film sottile, due settori in cui l'Italia è davvero all'avanguardia a livello mondiale e pronta per la produzione su scala industriale.

8.5.1 Il fotovoltaico a concentrazione

Il vantaggio di utilizzare la concentrazione solare, attuata attraverso lenti o specchi, è di ottenere una maggiore efficienza da parte del dispositivo fotovoltaico, che può superare (teoricamente) anche il 50%, e quella di utilizzare meno materiale attivo, limitato ad una piccola quantità nel fuoco del concentratore, e quindi abbassare il costo complessivo del kWp.

I sistemi a concentrazione, salvo rarissime eccezioni, devono essere montati su inseguitori solari (ossia su dispositivi meccanici capaci di orientarli sempre favorevolmente rispetto ai raggi solari), poiché il loro rendimento dipende quasi esclusivamente dalla radiazione diretta. Sempre per lo stesso motivo devono essere utilizzati in zone dove è alto l'irraggiamento diretto (poca foschia e nebbia). Questa tecnologia è particolarmente indicata per lo sviluppo di grossi centrali di produzione di energia rinnovabile (ovvero con taglie minime intorno ai 5 MW) poiché il 95% della struttura e il 99% dei materiali impiegati sono adatti alla successiva implementazione della cella fotovoltaica usata: in altri termini sarebbe possibile sostituire solo l'elemento di conversione fotovoltaico nel momento in cui si rendessero disponibili celle più efficienti a costi comparabili.

In Italia lo studio di questo filone tecnologico è stato portato avanti negli anni principalmente dal Dipartimento di Fisica dell'Università di Ferrara, dalla sede ENEA di Portici e dal CESI di Milano. Attualmente esiste una società, CPower s.r.l., con personale dedicato allo sviluppo e all'industrializzazione di questi sistemi: tale azienda è uno spin-off universitario del succitato Dipartimento di Fisica dell'Università di Ferrara a cui contribuiscono aziende private e di cui fa parte la stessa ENEA.

A livello mondiale esistono varie realtà negli Stati Uniti, in Giappone, Germania e Spagna: finora nessuna delle aziende impegnate nell'industrializzazione è arrivata a una ripetibile applicazione su larga scala con costi comparabili a quelli della tecnologia standard, anche se la concentrazione si propone di raggiungere la *grid parity* ovvero la competitività di costo del kWh con quello del paniere energetico tradizionale.

Esistono varie stime sul costo di questi sistemi con proiezioni su volumi di produzione molto differenti tra loro. A ogni buon conto è interessante notare come, mentre oggi il costo delle celle fotovoltaiche è mediamente di circa 2,1 €/Wp contro un costo del modulo di 3,3 €/Wp (pari perciò al 75% circa), nei sistemi a concentrazione a 25 Soli il costo delle celle è di 0,2 €/Wp contro un costo di modulo (compreso il sistema di inseguimento bi-assiale) di 1,7 €/Wp (pari al 12%). Inoltre, considerando ad esempio un fattore di concentrazione di 50 Soli, si è in grado di produrre 50 MWp con solo 1 MWp equivalente di materia prima pregiata. Ad oggi l'utilizzo di celle diverse da quelle al silicio risulta essere economicamente competitivo solo con concentrazioni sopra i 400 Soli, il che comporta notevoli problemi di natura tecnologica specie per quanto riguarda la parte di ottica.

La via italiana, differenziandosi da quanto già fatto dagli altri attori internazionali, punta a raggiungere livelli competitivi di costo partendo inizialmente da concentrazioni medio basse (25 Soli) per poi salire gradualmente: questo approccio sembra rivelarsi vincente alla luce del grande riscontro ottenuto nel corso della recente conferenza europea di Milano (settembre 2007) dei primi prototipi realizzati. Il volume produttivo minimo per questo tipo di sistemi è di circa 25 MWp: con produzioni di questo ordine di grandezza sono preventivabili costi al di sotto dei 2 €/W per il sistema completo di moduli e inseguitore.

Molti studi indicano costi inferiori a 1 €/Wp per volumi di produzione intorno ai 200 MWp: va detto che queste stime non tengono conto del fatto che molti componenti usati sono

realizzati con materiali comuni (plastiche, metalli, ecc.) raramente usati nel settore fotovoltaico e perciò le previsioni degli addetti ai lavori scontano una poca conoscenza dei costi di fornitura di tali materiali. Infatti ancora non ci sono precedenti di produzioni importanti che sfruttino questa tecnologia, benché proprio in Italia sia previsto che a breve entri in funzione un impianto, fra i primissimi al mondo, per la produzione su scala industriale di tali moduli.

A livello nazionale andrebbe sostenuto questo filone tecnologico poiché, nell'ambito di una politica energetica comune europea, il meridione d'Italia costituisce il sito ideale per l'installazione dei sistemi a concentrazione con positive ricadute anche sull'occupazione dell'intera filiera produttiva. Da notare che anche geograficamente sarebbe strategico insediare questa produzione nel nostro Paese visto che gli altri paesi papabili sono Spagna, Grecia e quelli della sponda sud del Mediterraneo. A tal fine potrebbe essere messo in atto l'art. 15 del cosiddetto "conto energia" che prevede di destinare 100 MWp ad applicazioni avanzate di ricerca: alla concentrazione sarebbe auspicabile dedicare almeno 30 MWp. Fino ad oggi non sono però stati destinati fondi a questa voce.

Andrebbero inoltre favorite le iniziative industriali che prevedono lo sviluppo di questa tecnologia che in molti componenti può essere sviluppata parallelamente alla tecnologia tradizionale dei moduli in silicio cristallino.

È prevedibile che entro il 2010 i sistemi a concentrazione siano commercialmente disponibili su una prima scala industriale: è pertanto urgente la definizione di un programma di sostegno prima che anche questo settore veda il predominio di attori stranieri come già successo per il fotovoltaico tradizionale.

8.5.2 Il film sottile di CdTe in Italia

Infine, ma da considerare la novità davvero più concreta nell'immediato, presso il laboratorio "Film Sottili" del Dipartimento di Fisica l'Università di Parma sono stati ottenuti risultati decisivi per il passaggio alla produzione industriale di moduli a film sottile di tellururo di cadmio (CdTe). Possiamo fissare la nascita del laboratorio intorno agli anni '70, quando si iniziò la ricerca, allora pionieristica, finalizzata alla realizzazione di dispositivi fotovoltaici (celle solari) basati su materiali alternativi al silicio (CdTe e CuInSe₂). Il gruppo citato ha recentemente ottenuto in laboratorio, ovvero su piccola scala, risultati che da una parte semplificano il processo di produzione della cella fotovoltaica a CdTe e dall'altra ne garantiscono ottima efficienza (sopra il 15%) e riproducibilità. Questi risultati sono stati protetti da vari brevetti internazionali ed è stata costituita una società, con l'obiettivo di effettuare il trasferimento tecnologico verso la linea di produzione industriale. Grazie anche ad un importante finanziamento del Ministero dell'Ambiente, ottenuto tramite bando della regione Lombardia, la società ha avviato la costruzione di una linea di produzione di moduli a film sottile a CdTe che dovrebbe essere pronta verso l'inizio del 2009, con capacità produttiva di 18MWp/anno. Questo impianto dovrebbe introdurre numerosi miglioramenti e semplificazioni nel processo produttivo che dovrebbero portare ad abbassare il costo di produzione e, soprattutto, ottenere moduli a efficienza intorno al 12%.

È quindi prevedibile che lo sviluppo del processo di produzione dei moduli a film sottile a CdTe (e CIGS) consentirà di abbattere entro 5-10 anni il costo di produzione dei moduli fotovoltaici fino ad avvicinarsi a 0,5 €/Wp, e l'Italia sembra destinata a giocare in questa rincorsa un ruolo da primo attore. Con un costo di produzione così basso, il costo del kWh fotovoltaico diventerebbe funzione quasi soltanto del costo di installazione.

8.5.3 Previsioni di crescita entro il 2020

Complessivamente l'energia potenzialmente producibile attraverso impianti fotovoltaici nel 2020 è stimata a circa 20 TWh/anno di cui 12,5 verrebbe da installazioni a terra e 7,5 da

installazioni su coperture di edifici⁶⁰. Ma il potenziale davvero realizzabile sarà limitato dai problemi di fornitura del materiale fotovoltaico, di capacità realizzativa degli impianti da parte degli operatori e di sostenibilità economica del settore, legato ancora agli incentivi.

Più realistico è quindi stimare l'andamento delle installazioni nazionali agganciandolo a quello delle installazioni a livello globale e fare ipotesi sulle percentuali di mercato nazionale. Questa è la strada seguita da Alex Sorokin a partire dai dati della *Energy Agency – Sarasin Bank*.

Le stime per l'installato nazionale sono così basate su tre ipotesi di crescita, minima, intermedia e massima, corrispondenti ad una quota italiana del mercato mondiale pari rispettivamente al 5%, al 10% e al 15%. Le ipotesi vengono fatte considerando che nel 2007 si è raggiunto un installato di 70 MWp e che i tassi di crescita nazionali saranno decrescenti rispetto al record di quell'anno. In questo quadro di riferimento l'Italia raggiunge già nel 2008 la quota del 5% del mercato mondiale e seguono le tre ipotesi mostrate in Fig. 8.15:

- conserva la quota del 5% fino al 2020, arrivando ad un installato complessivo di 7,4 GWp, corrispondente a circa 10,5 TWh/anno di produzione di energia elettrica (3,3% dei consumi elettrici attuali);
- arriva presto alla quota del 10% del mercato mondiale, e la mantiene fino al 2020, quando l'installato totale sarà di 11 GWp, corrispondente a circa 16 TWh/anno di produzione di energia elettrica (5% dei consumi elettrici attuali);
- arriva nel 2015 alla quota del 15% del mercato mondiale, e la mantiene fino al 2020, quando l'installato totale sarà di 16 GWp, corrispondente a circa 22 TWh/anno di produzione di energia elettrica (7% dei consumi elettrici attuali);

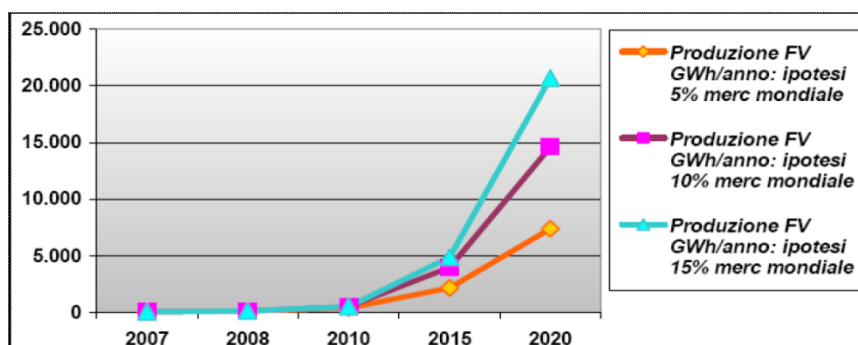


Fig. 8.15: Produzione di energia da FV fino al 2020 (fonte: rapporto del CNES sullo stato attuale del solare fotovoltaico nazionale).

Considerando le difficoltà che si incontrano in generale nell'installare impianti fotovoltaici nel nostro Paese e anche il notevole impegno economico per lo Stato nel caso gli incentivi proseguissero ad essere il motore principale del mercato anche in futuro, riteniamo di dovere considerare come più realistica la previsione peggiore tra le tre qui elencate.

⁶⁰ Dal rapporto della Commissione Nazionale per l'Energia Solare (CNES) "Rapporto preliminare sullo stato attuale del solare fotovoltaico nazionale", commissione coordinata dal Ministro e dalla Divisione IX-DSA del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare,

9. Sorgenti fototermiche

Sommario

Il solare termico va distinto tra quello a bassa temperatura, in cui si utilizza direttamente l'energia termica generata dalla luce incidente, e quello a media-alta temperatura (a concentrazione), in cui l'energia termica viene poi convertita in energia elettrica attraverso turbine, come in una convenzionale centrale termoelettrica.

Nel solare a bassa temperatura, usato soprattutto per la produzione di acqua sanitaria e per il riscaldamento a pavimento, l'Italia, nel 2006, si è piazzata al quinto posto in Europa per volume di vendite e, nel 2007, ha registrato una crescita del 55% dell'installato, arrivando a 200 MWh per 286.000 m² di superficie, superando così il milione di m² complessivamente installati, corrispondenti a circa 700 GWh/anno di energia termica prodotta. La tecnologia è consolidata, ma ci sono margini interessanti di miglioramento soprattutto nell'abbattimento dei costi: bisogna lavorare sul rendimento dei collettori, sull'idraulica e, soprattutto, sulla riduzione dei costi di installazione.

Il raffreddamento degli ambienti grazie all'energia solare è un'area promettente che richiede un'attività di ricerca e sviluppo per diventare competitiva e matura.

Gli sviluppi per il mercato del solare termico in Italia, condizionati dalle normative europee, porterebbero a prevedere due possibili scenari, con un totale installato al 2020 di 12 GWh (17 milioni m², stesso livello pro-capite che l'Austria ha oggi) e di 40 GWh (57 milioni m² = 40 TWh/anno; 1 m² di installato pro-capite), rispettivamente.

Le tecnologie per il solare termoelettrico a concentrazione (CSP) utilizzano la radiazione diretta che proviene dal Sole e pertanto sono destinate a essere installate soprattutto nelle regioni maggiormente assolate. Dopo un periodo di stasi, attualmente il CSP è in forte sviluppo in vari Paesi, in particolare in Spagna, negli USA e in Cina. Il costo attuale del kWh è circa il doppio di quello da fonti fossili, ma la previsioni del Global Environment Facility sono di ridurre il costo a circa 0,04 €/kWh entro il 2025, raggiungendo quindi il pareggio con i combustibili fossili. Molte altre fonti prevedono costi inferiori, fino a 0,025 €/kWh.

Negli impianti solari termoelettrici gli aspetti maggiormente innovativi sono legati ai sistemi di raccolta e innalzamento della temperatura del calore solare e a quello per il suo immagazzinamento per quando il Sole non c'è. Inoltre l'utilizzo dei sali fusi, come nel progetto italiano Archimede, richiede ancora qualche ricerca e sviluppo sulle componenti che subiscono l'aggressione di tali sali.

Attualmente la potenza degli impianti CSP già programmati nel mondo a breve termine assomma a circa 1.700 MW. Di questi 300 MW sono considerati molto probabili dal punto di vista della realizzazione. Per il medio termine vanno tenuti presenti i programmi di sviluppo varati recentemente negli USA e in Cina, che ammontano a diverse migliaia di MW. Per l'Italia si potrebbe stimare come obiettivo il raggiungimento di un massimo di 300 MW (0,5 TWh/anno) di installato al 2020.

9.1 INTRODUZIONE

Il modo più semplice per utilizzare l'energia solare è quello di convertirla in energia termica. Basta mettere al sole per qualche ora un contenitore nero riempito di acqua per rendersi conto quanto facile sia convertire l'energia elettromagnetica di origine solare in energia termica. Come è noto dalla termodinamica, la trasformazione di una forma di energia in quella termica può anche essere totale.

Le tecnologie per utilizzare l'energia solare per produrre calore che qui consideriamo sono:

- **Bassa temperatura:** le tecnologie a bassa temperatura comprendono i sistemi che usano un collettore solare per riscaldare un liquido o l'aria. Lo scopo è captare e trasferire energia solare per produrre acqua calda o riscaldare gli edifici. Con la denominazione "bassa temperatura" ci si riferisce a fluidi scaldati al di sotto dei 100 °C (in rare occasioni si può arrivare a 120 °C). Si tratta dei classici collettori solari che si installano solitamente sui tetti delle abitazioni.
- **Media/Alta temperatura:** le tecnologie a media/alta temperatura sono relative a sistemi a concentrazione parabolici lineari o puntuali. I recenti sviluppi tecnologici fanno prevedere

un rilancio applicativo di questa tecnologia sia per la generazione di energia elettrica, sia per la produzione di calore di processo per l'industria chimica. Impianti con collettori parabolici puntuali o a disco sono stati sviluppati soprattutto in Germania, Stati Uniti, Israele, Australia e Spagna. In Italia, l'esperienza di maggior rilievo nel solare termico ad alta temperatura è stata realizzata agli inizi degli anni ottanta con la costruzione della (allora) più grande centrale solare del mondo presso Adrano in provincia di Catania.

9.2 SOLARE TERMICO A BASSA TEMPERATURA

In generale, il solare termico a bassa temperatura soffre del fatto che l'energia termica non è utilizzabile direttamente. La si usa quindi solo per acqua sanitaria e per il riscaldamento. In generale non è inoltre facilmente accumulabile per fare fronte all'intermittenza della sua disponibilità che varia con l'intensità dell'insolazione. Succede così che per impianti ad esempio collegati a un circuito di riscaldamento a bassa temperatura (impianti a pavimento), d'inverno, quando effettivamente c'è necessità di utilizzare il riscaldamento, il collettore solare produce una quantità minima di energia. L'applicazione più comune è comunque il collettore solare termico utilizzato per scaldare acqua sanitaria.

Un metro quadrato di collettore solare può scaldare, a 45-60 °C, tra i 40 ed i 300 litri d'acqua al giorno; il grado di efficienza varia in base alle condizioni climatiche e alla tipologia di collettore, e può essere stimato in un intervallo tra il 30% e il 75% (in Italia).

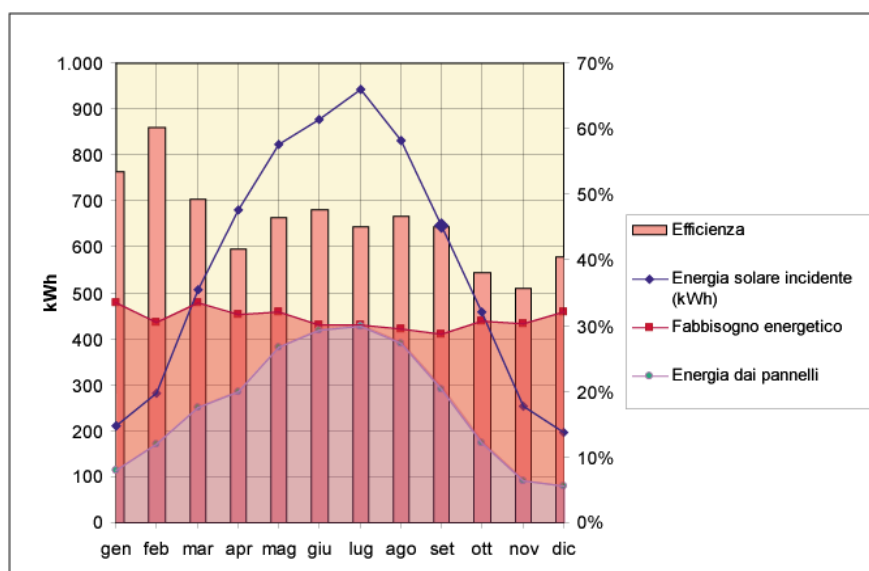


Fig. 9.1: Andamento della produzione di energia di un sistema di 5m² di pannelli termici sotto vuoto alla latitudine di Pisa.

Nella Fig. 9.1 mostriamo l'andamento tipico della produzione di energia di un sistema di 5 m² di pannelli, tipo sottovuoto, pensati per il consumo di acqua sanitaria di una famiglia di 4 persone che vive a Pisa. Viene indicato anche il fabbisogno energetico previsto per la famiglia. L'efficienza media di tale sistema è poco sotto il 50%.

a) Rendimento e calcolo del dimensionamento

Il rendimento dei pannelli termici è quindi piuttosto alto, ma, come si vede anche dalla Fig. 9.1, il sistema va dimensionato in modo da non spendere inutilmente per impianti che producano energia in eccesso che verrebbe buttata. Il dimensionamento migliore dipende da vari parametri: il consumo annuale di acqua calda, la distribuzione stagionale di questo consumo, l'insolazione media annuale e stagionale della zona in cui si installa il sistema termico, il tipo di impianto convenzionale installato per la produzione di acqua calda, etc.. Pertanto per dimensionare in modo opportuno l'impianto si usano specifici programmi di calcolo. Indicativamente, il collettore solare termico si dimensiona in modo da arrivare a

coprire il 60%-70% del fabbisogno termico per acqua sanitaria. Se invece si intende contribuire anche al riscaldamento, possibile soprattutto nel caso di impianto a pavimento che lavora a bassa temperatura, allora un dimensionamento equilibrato porta ad una copertura massima del 30% dell'energia necessaria.

A titolo esemplificativo per una famiglia di 4 persone normalmente si consigliano 4-6 m² di pannelli ed un accumulo di 250-450 litri. In particolare, la dimensione dell'accumulo si calcola tenendo conto che deve garantire un volume minimo di almeno 65 litri per ogni metro quadro di pannello installato.

Zona Installazione (Italia)	Superficie pannello [m²/persona]	Volume minimo serbatoio [litri/persona]
Nord	1,00 - 1,20	75
Centro	0,75 - 1,00	65
Sud	0,55 - 0,80	60

In generale si può ipotizzare, che la produzione di acqua sanitaria mediante un sistema solare termico possa portare ad un risparmio di circa 170-220 m³ annui pro capite di metano, includendo in tale stima anche il risparmio derivante dal completo spegnimento della caldaia a gas nel periodo tra aprile ed ottobre.

b) Costi

Il costo dipende dalla tecnologia utilizzata e dalla dimensione dell'impianto, quindi dal fabbisogno di acqua calda, dalla latitudine o, più precisamente, dall'insolazione. In fase di acquisto va valutato bene il costo d'installazione, che dipende molto dai vincoli dati dal tetto, dal tipo di caldaia, da come è costruito l'impianto dell'acqua calda sanitaria. Ad esempio un *kit* a circolazione forzata dimensionato per coprire mediamente il 70% del fabbisogno di acqua sanitaria una famiglia di 4 persone si trova sul mercato tra i 3500 € e i 4500 € (4-6 m² di pannelli). Per l'installazione e l'integrazione con la propria caldaia vanno previsti almeno 1000-1500 €. I *kit* a circolazione naturale costano un po' meno, e sono più semplici da installare, ma hanno rendimenti più bassi e l'accumulo all'esterno: oltre al discutibile risultato estetico, l'accumulo di notte e d'inverno sta al freddo; per tal motivo si utilizzano soprattutto al sud.

Va comunque tenuto conto dell'aliquota IVA al 10%, della detrazione IRPEF del 55% della spesa in 3 anni in caso d'intervento su un edificio esistente e di vari incentivi regionali consistenti solitamente in finanziamenti in conto capitale a copertura parziale del costo d'investimento. Con l'aiuto di programmi di libero utilizzo trovati in rete Internet (esempio in ENEL) si ricava che senza alcun contributo o agevolazione finanziaria ci vogliono almeno 15-18 anni prima che il "flusso di cassa" diventi positivo. Con la detrazione IRPEF citata precedentemente in 8-9 anni si ha già un pareggio nei conti.

c) La situazione italiana

Secondo i dati di ESTIF (Associazione Europea del Solare Termico), i pannelli solari termici installati in Italia alla fine del 2006 corrispondevano ad una superficie totale di 855.230 m², valore che ci poneva al quarto posto in Europa dopo, nell'ordine, Germania, Grecia e Austria. Curiosa la distribuzione del solare termico in Italia, infatti, secondo il Rapporto Legambiente "Comuni Rinnovabili 2007" emerge a sorpresa che i piccoli Comuni, quelli con meno di 5.000 abitanti, fanno registrare i risultati migliori. 18 di questi hanno addirittura già superato l'obiettivo europeo previsto per il 2010: 264 m² installati per 1.000 abitanti. Tra gli enti locali più "virtuosi" in questo settore, spicca la Lombardia con 21 Comuni, concentrati per lo più nella Provincia di Milano, che hanno introdotto nel proprio regolamento edilizio l'obbligo per gli edifici in via di ristrutturazione di installare pannelli

termici. Importante anche il caso di Roma dove è stata messa a punto una procedura a tappe per la copertura del fabbisogno energetico degli edifici di nuova costruzione, pubblici e privati.

Per il 2007 l'obiettivo fissato è il 15% di copertura della domanda di energia con interventi per il risparmio energetico e un altro 15% attraverso l'uso di fonti rinnovabili. L'obiettivo è di arrivare entro il 2008 al 30%. Anche a Roma, come in numerosi comuni spagnoli e altri (pochi) italiani, vale la regola di garantire almeno il 50% del fabbisogno primario di acqua calda sanitaria tramite l'utilizzo del solare termico. Il problema, come si legge sempre nel rapporto di Legambiente, è la mancanza di strumenti con cui calcolare la quantità di energia effettivamente coperta da fonti rinnovabili. In generale, nonostante i segnali positivi che vengono dal mercato e dalla messa a punto di nuovi strumenti legislativi favorevoli al solare termico, il nostro Paese sconta ancora un discreto ritardo rispetto ad altri Paesi europei. Le Regioni, dal canto loro, stentano a fornire un'efficace programmazione territoriale. La situazione dovrebbe tuttavia cambiare nell'immediato futuro, se non addirittura capovolgersi. Gli operatori assicurano che siamo alle porte di un vero e proprio boom. Già nel 2006, secondo i dati raccolti dal Centro Studi di Solarexpo, il mercato italiano del solare termico ha raggiunto il considerevole livello di 130 MWth (Megawatt termici) installati, pari a 186.000 m².

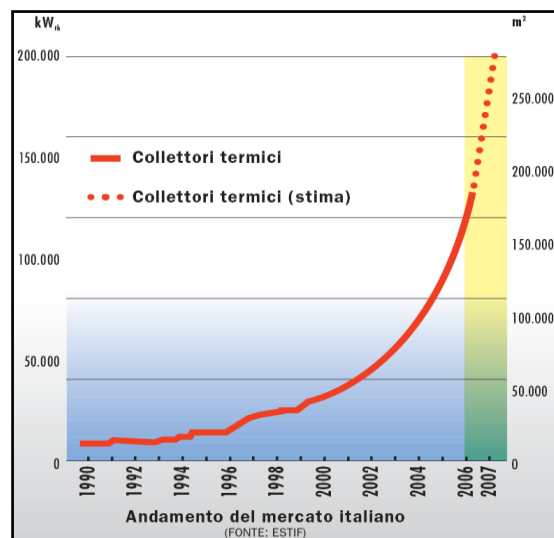


Fig. 9.2: Andamento del mercato italiano dei collettori solari termici, con previsione fino alla fine del 2007.

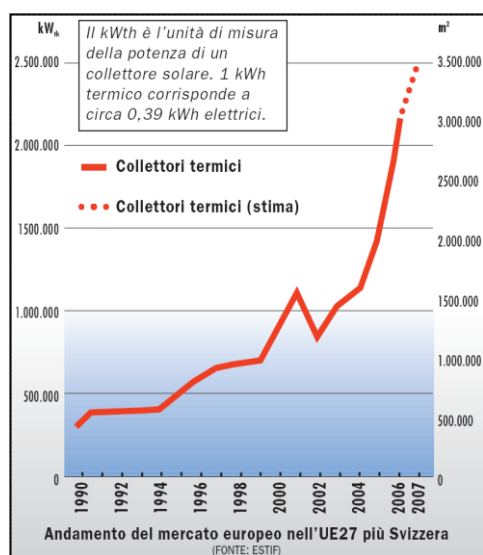


Fig. 9.3: Andamento del mercato UE più Svizzera dei collettori solari termici, con previsione fino alla fine del 2007 (fonte: FV FotoVoltaici 4/2007, pag. 84).

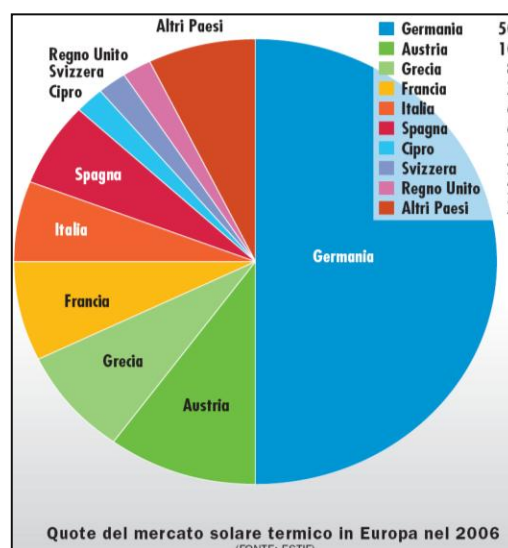


Fig. 9.4: Quote del mercato solare termico in Europa nel 2006 (fonte: FV FotoVoltaici 4/2007, pag. 85).

Un dato importante, paragonabile alle performance di Francia e Spagna, due dei mercati in maggiore crescita in questo momento. Inoltre è una sorpresa positiva rispetto ai valori

raggiunti nel 2005: 50 MWth installati, pari a 72.000 m². Per volume di vendite nel 2006, l'Italia è al quinto posto in Europa. Ma se consideriamo la superficie di collettori installati per abitante, si vede come siamo ancora lontani dagli obiettivi europei, anche se il 2007, secondo le stime attuali, sembra sia stato un anno di svolta. Infatti la crescita dell'installato nel 2007 sembrerebbe arrivata a quasi il 55%, ovvero 200 MWth per 286.000 m² di superficie, venendo così superato il milione di m² complessivamente installati.

Nel 2006 a vendere di più sono stati i collettori piani (l'84% del totale), seguiti da quelli sottovuoto (il 14%) e dai collettori non vetrati (2%). Per quanto riguarda la tipologia d'impianto, quelli a circolazione forzata coprono circa i 2/3 del totale della superficie venduta, mentre 1/3 spetta ai pannelli a circolazione naturale.

Purtroppo, come nel caso del fotovoltaico, forte è la dipendenza dall'estero: solo nel 23% dei casi gli impianti installati sono di produzione nazionale; la domanda, per il restante 77%, è stata coperta da importazioni, provenienti anche da Paesi non europei. In questo contesto, è tuttavia sorprendente il fatto che i produttori nazionali, in gran parte piccole e medie imprese, riescano a esportare il 16% della loro produzione. Dalla ricerca emerge anche che per una volta non si propone il divario Nord-Sud: l'industria del solare termico è distribuita in modo uniforme su tutto il territorio nazionale ed è presente in 12 regioni. Nell'Italia settentrionale prevale la distribuzione, al Centro e al Sud le attività manifatturiere. Ma il dato che fa sperare di più è il fatturato raggiunto: 78 milioni di euro, che nel 2007 dovrebbe quasi raddoppiare. Un valore in linea con il trend di crescita europea.

d) La situazione in Europa

Secondo l'ESTIF, nella UE a 27 più la Svizzera, le nuove installazioni sono cresciute del 47% nel 2006, pari a 2.100 MWth e 3 milioni di m² di superficie. La Germania, da sola, contribuisce per più della metà a questo mercato (+58% nel 2006). Nei valori pro-capite, il primo posto va assegnato all'Austria, con 25 kWth⁶¹ per 1.000 abitanti. Solo Cipro ha fatto meglio con 57 kWth/(1.000 abitanti). Il dato medio europeo, 4 kWth/(1.000 abitanti), è ancora lontano dall'obiettivo che l'UE si è imposta. Buone performance anche per Francia, Grecia e Spagna, che con Italia e Cipro, si spartiscono il 30% del mercato europeo. Tra i Paesi emergenti si segnalano, infine, la Polonia (che ha portato nel 2006 a 29 MWth la sua potenza installata con un incremento del 49%) e la Slovenia (+44%). Ma il mercato del solare termico nell'Unione Europea a 27 più la Svizzera dovrebbe ancora crescere: gli esperti parlano di un più 17% per l'anno in corso.

e) Le tecnologie e gli sviluppi

Il solare termico è una tecnologia matura perché basata su un principio di funzionamento piuttosto semplice che ha alle spalle numerosi anni di esperienze di laboratorio e sul campo, ma che allo stesso tempo ha notevoli margini di miglioramento. Guardando alle tecnologie dei collettori solari oggi disponibili sul mercato, si trovano almeno tre tipologie consolidate commercialmente e dalle prestazioni ben testate:

- non vetrati (solo per uso estivo, generalmente piscine o impianti balneari, molto economici);
- vetrati piani (molto comuni, di costo medio, versatili);
- sottovuoto (ad alta efficienza, più costosi, ma più utilizzabili tutto l'arco dell'anno).

Sono reperibili sul mercato o in via di sviluppo, inoltre, collettori che operano con buona efficienza in campi di temperatura più elevati, soprattutto per usi industriali. Anche dal punto di vista delle applicazioni, il solare termico va oggi ben al di là del suo utilizzo più tradizionale, la produzione di acqua calda sanitaria a uso domestico.

⁶¹ Il kWth (=kW termico) è l'unità di misura della potenza di un collettore solare. 1 kWth $\approx$ 0,39 kWh elettrici.

L'accresciuto *know-how* progettuale e la disponibilità in commercio di collettori solari e componenti termoidraulici adatti, infatti, permette la realizzazione di impianti di media e grande taglia con elevatissima affidabilità di funzionamento. I possibili impieghi, quindi, sono oggi molteplici: impianti combinati che producono acqua calda sia per usi sanitari sia per il riscaldamento degli ambienti, acqua calda sanitaria per utilizzo collettivo (condomini, alberghi, ospedali, case di riposo, carceri, piscine, etc.), usi industriali (caseifici o altri stabilimenti alimentari, industrie di bevande, settore tessile, etc.), riscaldamento di piscine, raffreddamento di ambienti, nonché riscaldamento di quartiere con impianti di grandissima taglia, anche di migliaia di metri quadrati dotati di accumulo stagionale di calore. Relativamente agli usi industriali, si segnala che in Italia esistono almeno tra 10 e 20 impianti che operano con successo.

Quando si parla di ricerca nel solare si pensa che ci si stia riferendo al settore fotovoltaico, come se il solare termico fosse una tecnologia troppo semplice per lasciare spazio all'innovazione. La situazione è invece diversa: recentemente è stata addirittura avviata una Piattaforma Tecnologica Europea sul Solare Termico che ha pubblicato un documento programmatico nel quale vengono indicate le linee di sviluppo potenziali per la ricerca e l'innovazione nel settore fino al 2030. Tale documento mette in evidenza l'elevato potenziale di innovazione sia di prodotto (collettori solari, accumuli, pompe e altri componenti), sia di soluzioni progettuali che consentano nuove applicazioni per gli impianti termici, come la dissalazione o, in generale, il trattamento delle acque.

Un maggior livello di design estetico e di integrazione architettonica, prestazioni più efficienti, maggiore durata nel tempo senza esigenze di manutenzione, serbatoi di calore con elevata capacità da impiegare anche per accumuli stagionali, nuovi materiali e processi produttivi, sistemi di prevenzione dei guasti, sono solo alcuni dei campi dove sono in corso ricerche tecnologiche approfondite.

9.3 SOLARE TERMICO A MEDIA-ALTA TEMPERATURA

Il solare termico a media e alta temperatura (o solare termodinamico) rappresenta l'opportunità più interessante per la produzione di energia elettrica soprattutto in quelle regioni con un'alta insolazione diretta. Con i nuovi impianti la produzione di elettricità "termosolare" ha già ora costi quasi competitivi con quella da combustibili fossili e nucleari.

L'elettricità viene prodotta tramite una turbina, azionata da vapore acqueo, analogamente a quanto accade nelle centrali nelle quali il calore viene prodotto usando combustibili tradizionali. Qui è la radiazione solare che viene convertita in energia termica per produrre il vapore ad alta temperatura e pressione. Queste condizioni termiche sono raggiungibili solo mediante un'elevata concentrazione (circa un fattore mille) della radiazione solare incidente.

In realtà il solare termodinamico comprende una pluralità di tecnologie, a loro volta divise in due grandi famiglie (esiste in realtà un terzo tipo, che utilizza il motore Stirling come motore primo, ma è utilizzabile solo per una produzione di energia su piccola scala):

1. sistemi a torre, nei quali la radiazione solare viene concentrata su una speciale caldaia posta in cima a una torre da un sistema di specchi collocati intorno alla sua base;

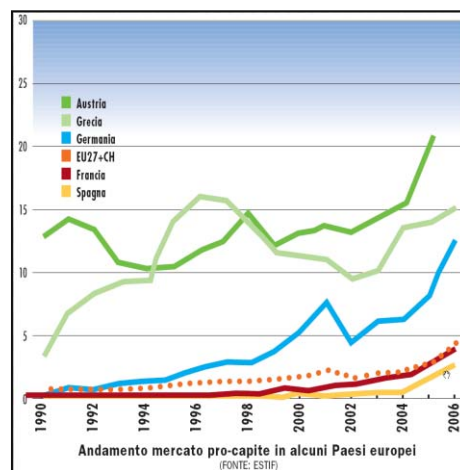


Fig. 9.5: Andamento del mercato pro-capite dei collettori solari termici (fonte: *FV FotoVoltaici* 4/2007, pag. 89).

2. sistemi a collettori lineari, parabolici oppure piani tipo “lenti di Fresnel”, nei quali la tubazione contenente il fluido termovettore scorre lungo il fuoco di un elevato numero di specchi/lenti concentratori posti in serie.

Della prima categoria fanno parte impianti di potenza da 10 a 100 MW, e di fatto possiamo citare come significativi l'impianto dimostrativo *Solar Tower One* da 10 MW, operativo tra il 1982 e il 1988 in California, il recente *Solar Two*, a Dagget, nella California meridionale, da 100 MW, dove il fluido termovettore è costituito da sali fusi, il PS10, vicino a Siviglia (SP) da 11 MW, che nel 2008 verrà affiancato da un impianto gemello, raggiungendo la potenza di circa 20 MW (PS20).

Appartengono alla seconda categoria la maggior parte degli impianti: nel deserto del Mojave in California sono in funzione 9 impianti costruiti a partire dagli inizi degli anni ottanta per un totale di 354 MW. Nel giugno 2007 nel deserto del Nevada è stato collegato alla rete elettrica il *Solar One*, un grande impianto da 64 MW. Altri impianti con concentratori parabolici lineari sono in costruzione o in studio in oltre una decina di Paesi, tra cui Stati Uniti, Spagna, Israele, Messico, Marocco, India.

In Italia è in sviluppo il progetto Archimede. La Spagna e gli Stati Uniti in particolare hanno già pianificato, o stanno costruendo, numerosi impianti solari di questo tipo. Negli USA, nel novembre 2007 la PG&C, una tra le più grandi aziende elettriche statunitensi, ha diffuso la notizia della costruzione in California di un'innovativa centrale solare a concentrazione da 177 MW con campi di specchi lineari tipo Fresnel e un innovativo sistema di immagazzinamento del calore in caverna sotterranea.

Negli impianti solari termoelettrici, quindi, gli aspetti maggiormente innovativi sono legati ai sistemi di raccolta e innalzamento della temperatura del calore solare e a quello per il suo immagazzinamento per quando il sole non c'è. Va evidenziato ancora che le tecnologie della concentrazione utilizzano la radiazione diretta che proviene dal Sole e pertanto sono destinate a essere installate soprattutto nelle regioni maggiormente assolate. La tecnologia fotovoltaica invece funziona anche con la sola radiazione solare diffusa, quindi anche in presenza di nubi.

Oltre che per le due tipologie indicate sopra, le centrali termosolari si distinguono anche per il tipo di fluido termovettore che utilizzano. La grande maggioranza delle centrali usa degli oli speciali, che permettono di raggiungere temperature massime intorno a 300 °C. Il *Solar Two* e l'italiano Archimede utilizzano sali inorganici fusi, che consentono di raggiungere temperature vicine a seicento gradi. Vi è infine il già citato innovativo impianto della PG&C in California, che non usa un fluido termovettore e uno scambiatore di calore, ma direttamente acqua ad alta pressione e temperatura. Di fatto il vapore prodotto ha le stesse caratteristiche di quello che si ha nello spagnolo PS10 (a olio diatermico), ma col vantaggio in efficienza, e la semplificazione, di non necessitare di uno stadio di scambio di calore con un fluido termovettore.

È opportuno infine menzionare il rapporto TREC (*Trans-Mediterranea Renewable Energy Cooperation*) commissionato dal Ministero dell'Ambiente tedesco. Tratta delle potenzialità delle tecnologie che sfruttano le risorse rinnovabili nella regione europea e nel bacino mediterraneo. Da osservazioni satellitari risulterebbe che usando meno dello 0,3% dell'area desertica della regione mediorientale e nordafricana si potrebbe generare tanta energia elettrica da alimentare la regione stessa e tutti i paesi europei. Il TREC, nato nel 2003 dall'intesa tra Club di Roma, Fondazione per la Protezione del Clima di Amburgo e Centro Nazionale di Ricerca energetica della Giordania, sta conducendo campagne di sensibilizzazione a favore dell'impiego su aree desertiche di tecnologie in grado di fornire energia e acqua, di ridurre i rischi legati alla dipendenza dalle risorse esauribili, di contenere l'impatto sull'ambiente e di mitigare il cambiamento climatico.

9.4 PROBLEMI PRINCIPALI NELLA GENERAZIONE DI ENERGIA TRAMITE CENTRALI SOLARI AD ALTA TEMPERATURA.

Come si può vedere dalla Fig. 9.6, il costo dell'energia prodotta dalle centrali termosolari è piuttosto basso. L'andamento del costo col tempo evidenzia un calo netto fino agli anni '90

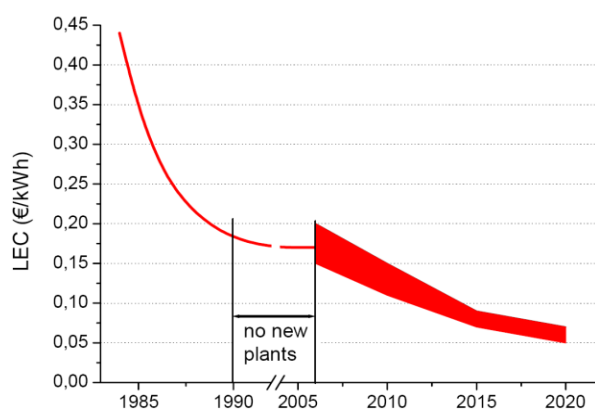


Fig. 9.6: Andamento del Costo del kWh prodotto con centrali termosolari.

con un assestamento intorno a 0,15 €/kWh. Per quindici anni non sono state costruite nuove centrali, ma i progressi e il miglioramento nella realizzazione dei componenti, che ha comportato una riduzione dei costi di fabbricazione, un'affidabilità maggiore e un aumento generale dell'efficienza, lo studio di sistemi efficaci per l'immagazzinamento dell'energia termica prodotta e l'aumento della scala delle centrali, ha notevolmente abbassato il costo del kWh, previsto per le nuove centrali. Per questo e anche per l'importata campagna di incentivi attivata in molti paesi, il solare termodinamico sta conoscendo una seconda giovinezza e molte centrali sono oggi in costruzione.

9.5 DUE TIPOLOGIE PROMETTENTI CON CARATTERISTICHE OPPOSITE

È certamente difficile, in questo momento di grande sperimentazione, immaginare quale sarà il sistema che avrà più successo, ovvero quello che consentirà di produrre energia al costo più basso e in modo più continuativo e affidabile. Comunque si sono affacciati sulla scena due tipi di impianti che, pur avendo caratteristiche che possiamo definire quasi opposte, rappresentano innovazioni importanti e molto promettenti per le centrali solari ad alta temperatura. Si tratta dell'italiano Progetto Archimede a sali fusi, e il progetto annunciato dall'americana PG&C, che usa i "*Compact Linear Fresnel Reflector*" (CLFR) e non utilizza un fluido termovettore.

Il motivo per cui definiamo come opposte le caratteristiche di questi due sistemi è evidente:

- Il progetto Archimede punta sull'innovazione dell'introduzione di sali fusi ad alta temperatura in un sistema a concentrazione lineare. Cosa che, come vedremo, porta qualche beneficio in efficienza generale, ma anche notevoli complicazioni tecnologiche ancora non del tutto risolte.
- Il progetto a CLFR punta tutto sulla semplicità, limitando anche le parti in movimento (solo le lenti lineari si muovono, non i tubi sul fuoco delle lenti) e utilizzando solo acqua per l'accumulo e il trasporto dell'energia termica (assenza del fluido termovettore).

Entrambi questi progetti hanno importanti prospettive di sviluppo e promettono risultati di rottura rispetto a quelli delle centrali convenzionali. Ma alcuni aspetti rimangono ancora un'incognita.

9.5.1 Il progetto Archimede

Il progetto Archimede è interessante per l'efficienza generale che si propone di raggiungere e per avere le caratteristiche ottimali per essere associato ad un impianto convenzionale, come sarà quello realizzato a Priolo Gargalli in Sicilia.

Lo schema dell'impianto progettato è mostrato in Fig. 9.7.

La centrale a gas, già esistente in loco, è del tipo a ciclo combinato, avanzatissima come concezione, con due unità da 380 MW di potenza. La centrale solare dovrebbe avere una potenza nominale di 4,7 MW elettrici e utilizzare sali inorganici fusi (60% NaNO_3 - 40%

KNO₃), già largamente usati come fertilizzanti, che consentono di raggiungere temperature vicine a seicento gradi. Il progetto, che è nato in sede ENEA, ideato e voluto dal premio Nobel Carlo Rubbia, è ora una collaborazione ENEA-ENEL. La superficie complessiva dell'area occupata dai collettori dovrebbe essere intorno ai 40.000 m² e l'accumulo di energia termica intorno ai 100 MWh, che dovrebbe consentire un'autonomia di circa 8 ore senza irraggiamento solare.

Il progetto si propone obiettivi molto ambiziosi in termini di efficienza (oltre il 17% di conversione elettrica) e di accumulo di calore, resi possibili dall'utilizzo dei sali fusi ad alta temperatura. Queste stesse caratteristiche pongono però non pochi problemi tecnici ancora in parte da risolvere. Per questo lo sviluppo completo del progetto è previsto svolgersi su un arco temporale abbastanza lungo, dove, rispettando l'attuale *timing*, la fase operativa della centrale, inizierà non prima del 2010.

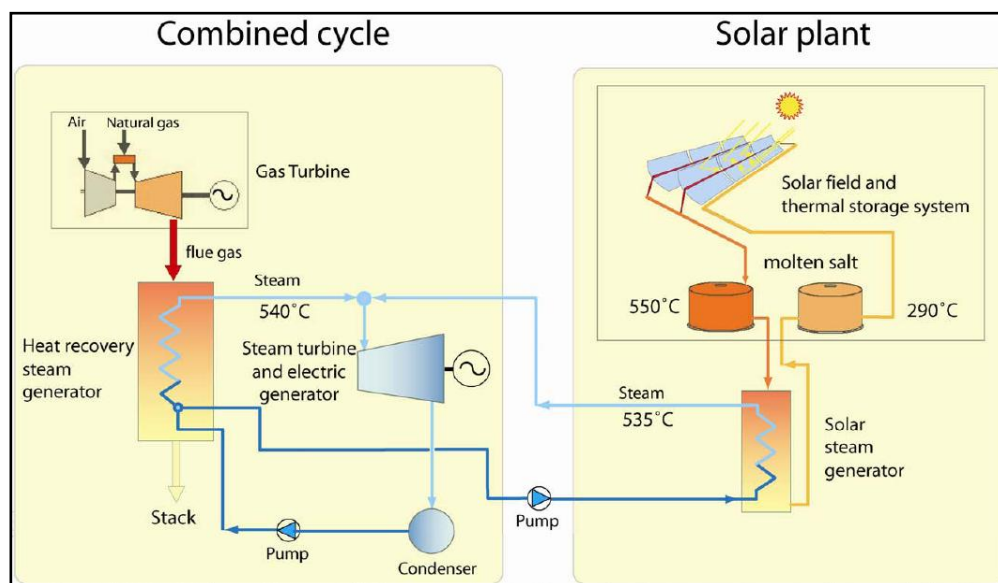


Fig. 9.7: Schema dell'impianto ARCHIMEDE. (Fonte: ENEA.)

Quella dei sali fusi è una scelta finora adottata solo dall'impianto a torre, *Solar Two* in California. L'esercizio di questo impianto è stato piuttosto problematico proprio a causa dell'utilizzo di tali sali (rapporto "*R&D 100*" Awards Entry Form dei Laboratori Sandia). Numerose sono state le interruzioni nel funzionamento della centrale dovute a rotture causate da stress termici-meccanici (si pensi alle brusche variazioni di temperatura del tubo al passaggio momentaneo di nuvole) e da corrosione. Inoltre questi sali solidificano a 221 °C, per cui quando manca o è insufficiente la radiazione solare vanno mantenuti allo stato fuso dentro la tubazione con un sistema di riscaldamento ausiliario a serpentina elettrica, causa di vari inconvenienti nel caso di *Solar Two*. Secondo un rapporto del DOE del 2002, le caratteristiche di questi sali fusi possono rendere problematico il funzionamento di diversi componenti, per cui occorre identificare bene i materiali per le pompe, le valvole, i contenitori delle valvole e le guarnizioni, che siano compatibili con i sali fusi. A questo fine negli USA sono stati varati programmi specifici finalizzati allo sviluppo di progetti specifici per alcuni componenti.

L'insieme degli obiettivi e delle problematiche connesse, rendono il progetto Archimede una grande sfida tecnologica, con grandi opportunità ma anche qualche incertezza. Il *timing* del progetto prevede l'avvio operativo, ma ancora in fase sperimentale, nel 2010.

9.5.2 Le centrali a Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR)

Le tecnologie sulle quali si basa questo tipo di impianto potrebbero segnare una nuova importante tappa nella generazione dell'elettricità termosolare a costi competitivi. Con l'annuncio in novembre scorso di PG&C (una tra le più grandi aziende elettriche statunitensi), della costruzione di una centrale solare a CLFR da 177 MW, per la prima volta nella storia del solare si parla di realizzare grandi centrali solari basate sui principi dei campi di specchi a concentrazione lineare Fresnel. Due le tecnologie chiave e a basso costo utilizzate per l'impianto annunciato: il CLFR appunto, e il sistema di immagazzinamento in caverna sotterranea dell'energia termica contenuta nel vapore prodotto, capace di far funzionare continuativamente la centrale fino a 20 ore, quindi anche quando il Sole è tramontato. Secondo quanto affermato dall'azienda il costo del kWh solare prodotto da queste centrali sarebbe già ora confrontabile con quello da combustibile fossile. Alla base di questi risultati ci sono la semplicità e l'economicità delle innovative tecnologie inventate e sviluppate da David Mills in Australia. Queste tecnologie sono ora soggette a una serie di miglioramenti introdotti da Ausra, azienda fondata dallo stesso Mills nel 2006. Nell'impianto inventato da Mills non è necessario un secondo fluido di lavoro, al quale trasferire il calore tramite uno scambiatore, come avviene nelle tradizionali centrali elettriche. L'unico fluido di lavoro è l'acqua/vapore, che raggiunge la temperatura di quasi 300 °C e la pressione di circa 70 atmosfere, consentendo l'immagazzinamento del calore per quando non c'è il Sole. L'eliminazione dello scambiatore di calore tra fluido termovettore e vapore acqueo permette di raggiungere efficienze complessive assai alte.

Le caratteristiche di semplicità ed economicità delle tecnologie proposte da Mills hanno convinto due investitori delle società di *venture capital* Kleiner Perkins Caufield & Byers (azienda che a suo tempo ha investito in Google, Amazon.com, AOL) a finanziare con 40 milioni di dollari la fondazione di Ausra, determinandone così il rapido sviluppo delle attività. La centrale da 177 MW annunciata da PG&G, che dovrebbe entrare in esercizio nel 2010, sarebbe, infatti, solo la prima di una serie di impianti per un totale di 2.000 MW installati negli Stati Uniti nei prossimi cinque anni, in particolare negli assolati Stati dell'ovest e del sud. I progetti di Ausra prevedono già la costruzione di altri impianti al di fuori degli Stati Uniti, anche in Europa. Una centrale con tecnologie Ausra di 6,5 MW è, per esempio, già in costruzione in Portogallo⁶².

La tecnologia Ausra sembrerebbe quindi pronta per realizzare queste grosse centrali. È con orgoglio che possiamo ricordare precedenti storici italiani: agli inizi degli anni sessanta dello scorso secolo il "nostro" Giovanni Francia (Torino, 1911 – Genova, 1980), matematico, inventore, ingegnere, grande pioniere del solare, per primo dimostrò che era possibile e conveniente utilizzare sistemi a concentrazione solare lineare e puntuale di tipo Fresnel, per produrre vapore ad alta temperatura e pressione. I "campi a specchi" utilizzati da Francia negli impianti di Marsiglia e di S. Ilario vengono chiamati di "Fresnel" in quanto utilizzano il procedimento inventato dall'omonimo fisico del "frazionamento" di una lente sferica in una serie di sezioni anulari concentriche, chiamate anelli di "Fresnel".

Sarebbe certamente auspicabile che in Italia, oltre a sviluppare l'ambizioso progetto Archimede, si cercasse di collaborare anche a questa via per il solare termodinamico, che ha importanti radici nel passato del nostro paese.

9.5.3 Prospettive di mercato

C'è da dire che dopo un periodo di stasi, le centrali a concentrazione sono in forte sviluppo in vari paesi, in particolare in Spagna, negli USA e recentemente anche in Cina. Il

⁶² Parte del testo e delle informazioni qui contenute in questa sezione sono tratte da "FV FotoVoltaici" 1/2008, pagg.31-38

costo attuale del kWh è circa il doppio di quello da fonti fossili, ma la previsioni del GEF (*Global Environment Facility*) sono di ridurre il costo a circa 0,04 €/kWh entro il 2025, raggiungendo quindi il pareggio con i combustibili fossili. Molte altre fonti (es. ESTIA, Solarplaces, NREL) prevedono costi inferiori, fino a 0,025 €/kWh.

Per una stima sulla diffusione del solare termico a concentrazione in Italia possiamo rifarci allo studio MED-CSP, *Final Report* del 2005: tecnicamente sfruttabile sarebbe un potenziale di 88 TWh/anno, ma economicamente (allo stato attuale) sfruttabile sarebbe circa 5 TWh/anno. È chiaro però che questa tecnologia andrà utilizzata soprattutto nelle nazioni con grandi aree desertiche, in progetti che prevedano collaborazioni fra diverse nazioni, come il *Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation* (TREC), che unisce paesi dell'Europa, del Medio Oriente e del Nord Africa (EUMENA).

Attualmente la potenza degli impianti CSP programmati nel mondo a breve termine assomma a circa 1.700 MWp. Di questi 300 MWp sono considerati molto probabili dal punto di vista della realizzazione. Considerando però i programmi di sviluppo a medio termine varati recentemente negli USA e in Cina, è probabile che al 2015 si arriverà ai 10.000 MWp, anche se tali programmi dovessero solo parzialmente concretizzarsi.

10. Sorgenti eoliche

Sommario

Le installazioni di impianti eolici sono redditizie solo in zone caratterizzate da un'adeguata ventosità, fermo restando l'inconveniente dell'intermittenza della fornitura elettrica dovuta ai salti di vento. Per contro, il sistema da installare è relativamente semplice e quindi i costi unitari dell'energia prodotta sono solitamente competitivi con quelli dell'energia ottenuta dalle fonti fossili e si aggirano sui 0.066÷0.088 €/kWh in Germania, Paese nel quale l'eolico ha raggiunto una significativa affermazione.

Allo stato attuale i principali risultati dell'evoluzione dell'eolico terrestre *on-shore* sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi e alla simultanea crescita della potenza unitaria dei dispositivi di conversione dell'energia eolica in energia elettrica: la taglia di potenza unitaria degli aerogeneratori medi e grandi per applicazioni *on-shore* è compresa tra 100 e 1000 kW (turbine di media taglia) e superiore a 1000 kW (turbine di grande taglia).

In Italia la capacità produttiva annua è limitata a 500-600 macchine di media taglia (850 kW) e vi sono alcune società affermate, anche a livello internazionale, che forniscono prestazioni e prodotti (torri, mozzi, riduttori, trasformatori, macchinari, cavi) ai costruttori più importanti.

L'attuale tecnologia *off-shore* limita le installazioni su fondali non superiori ai 40 m; le realizzazioni odierne sono costituite generalmente da un insieme di decine di macchine di grande taglia, con potenza del singolo aerogeneratore non inferiore a 2 MW. Il mercato attuale di questa applicazione è ancora di nicchia (la potenza globale installata è pari a circa 800 MW) in ragione dei costi mediamente superiori del 50% di quelli tipici *on-shore*.

Una barriera allo sviluppo della tecnologia eolica è costituita dalla necessità di interventi sulle infrastrutture per il trasporto di elettricità che rendano il sistema in grado di assorbire sia i picchi di produzione che una brusca mancanza di produzione. Un altro tipo di barriera riguarda le problematiche di accettabilità sociale degli impianti, diverse da caso a caso, che richiedono soluzioni a livello locale.

Se l'installazione di nuovi parchi eolici dovesse proseguire sul ritmo negli ultimi anni, la migliore stima del contributo dell'eolico *on-shore* potrebbe essere al 2020 di circa 10 TWh. Potrebbe essere inoltre considerato un buon risultato se da qui al 2020 si realizzassero parchi *off-shore* con producibilità complessiva dell'ordine dei 10 TWh, come per il terrestre.

10.1 INTRODUZIONE

Lo sfruttamento intensivo dell'energia del vento per produrre quella elettrica mediante “*wind turbines*”, o mulini a vento, ha avuto un decollo lento, che ha però acquistato un corso accelerato negli ultimi anni, quando è affiorata la consapevolezza della sua economicità. Infatti la potenza eolica connessa alla rete elettrica nel mondo ha già superato i 75.000 MW, corrispondente a una produzione di oltre 150 TWh, con una presenza europea intorno al 70%. In particolare, la quota di energia elettrica di provenienza eolica ha raggiunto il 20% in Danimarca, mentre valori che già superano il 6% sono registrati in Spagna e in Germania. Il conseguimento di questi risultati è ascrivibile all'elevata affidabilità degli aerogeneratori e ai bassi costi di generazione elettrica che si sono ridotti di un ordine di grandezza in venticinque anni e si avvicinano sempre più alla competitività con quello delle fonti tradizionali.

Il flusso energetico (W/m^2) estraibile da una corrente eolica dipende dal cubo della velocità del vento u (m/s) attraverso la relazione:

$$\phi = 0.5 \rho u^3,$$

dove ρ indica la densità dell'aria. Pertanto da un vento che spiri ad una velocità di 10 m/s (una leggera brezza) è possibile ricavare 610 W/m^2 , mentre un raddoppio della sua velocità a 20 m/s incrementa tale flusso a 4880 W/m^2 . Tuttavia tutta questa potenza specifica potrebbe essere estratta solo se il vento e il mulino stesso venissero completamente fermati. Il massimo teorico che si possa ottenere prevede una riduzione della velocità del vento del 36%, corrispondente ad un rendimento massimo del 59%. In realtà i mulini a vento moderni sono

in grado funzionare tra il 50% e il 70% di questo valore. Quindi, in definitiva, il rendimento meccanico di un mulino si aggira sul 30-40%. A ciò va aggiunto il rendimento delle macchine elettriche per convertire l'energia meccanica in energia elettrica, che ammonta a circa il 90%. Si arriva quindi ad un rendimento globale compreso tra il 27% e il 37%. Per calcolare le potenzialità del sistema, dobbiamo infine considerare che mediamente i rotori hanno un diametro di 50 m (corrispondenti a una superficie di circa 1960 m²). Pertanto se assoggettato a un vento di 10 m/s, un tipico mulino è in grado di erogare in un anno circa 4156 MWh che, tenendo conto dell'intermittenza del vento corrispondono a valori di flusso energetico dell'ordine di 0.2 kW/m². Si tratta di valori di tutto rispetto, ma poiché la superficie interessata è quella dei rotori e non quella del territorio sul quale sono posati i mulini, essi per evitare mutue interferenze debbono essere localizzati ad almeno 10 diametri di distanza (circa 500 m) nella direzione del vento e di almeno 5 diametri nella direzione trasversale. Questo fatto porta a un fattore di conversione tra l'area delle pale e quella del territorio di circa l'1.6%. Quindi, con riferimento alla superficie terrestre e a venti dell'ordine di 10 m/s il flusso energetico realmente disponibile si aggira tra 2.7 e 3.8 W/m². Se lo stesso impianto eolico si trovasse in una zona con venti di entità doppia, i valori in gioco, in virtù del fattore cubico della velocità, sarebbero 8 volte superiori (21.7-30.4 W/m²).

Questi fatti mostrano chiaramente che tali installazioni sono redditizie solo in zone caratterizzate da un'adeguata ventosità, fermo restando l'inconveniente dell'intermittenza della fornitura elettrica dovuta ai salti di vento.

Per contro, il sistema da installare è relativamente semplice e quindi i costi unitari dell'energia prodotta sono solitamente competitivi con quella ottenuta dalle fonti fossili e si aggirano intorno a 0.05 €/kWh. In particolare, attualmente questi costi si aggirano sui 0,066-0,088 €/kWh in Germania, paese nel quale ha raggiunto una significativa affermazione.

In Europa l'impiego dell'energia eolica ha avuto negli ultimi anni un notevole sviluppo, oltre che in Germania, Spagna e Danimarca, secondo gli andamenti illustrati nella Fig. 10.1.

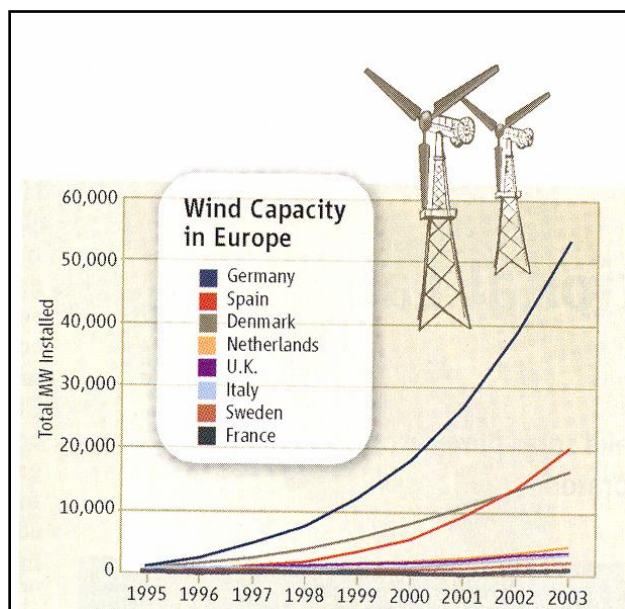


Fig. 10.1: Impiego dell'energia eolica in alcuni Paesi europei negli anni 1995-2003 (fonte: Science 2003).

10.2 VALUTAZIONE DEL POTENZIALE DELLA RISORSA EOLICA IN ITALIA

Il CESI, in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova, ha recentemente completato un Atlante Eolico dell'Italia⁶³ che copre l'intero territorio nazionale, con l'esclusione soltanto delle acque marine costiere. Questo lavoro traccia per la prima volta con sufficiente dettaglio un quadro d'insieme delle risorse eoliche italiane. I risultati sono stati riportati nell'Atlante sotto forma di serie di mappe che descrivono la distribuzione sul territorio dei valori stimati di velocità media annua del vento e dei corrispondenti valori di

⁶³ Rapporto CESI / ENERIN / ENERIN /2002/ 012 - Prot A2/ 039249. Sito Internet per i prodotti della Ricerca di Sistema www.ricercadisistema.it/

producibilità specifica di un ipotetico aerogeneratore tipo, su sfondo cartografico in scala 1:750.000. Il territorio italiano risulta così diviso in 27 tavole.

Per la velocità media annua del vento sono disponibili tre distinte serie di 27 tavole, ciascuna delle quali riporta i valori di velocità media annua rispettivamente all'altezza di 25, 50 e 70 metri dal suolo. I dati sono deducibili dalla colorazione delle diverse aree sulla base della scala cromatica (9 colori) riportata in calce ad ogni tavola. In altre parole, individuato sulla mappa il punto d'interesse, il colore dell'area in cui esso si trova fornisce l'intervallo entro il quale si stima essere compresa la velocità media annua del vento. Ciascuna serie di 27 tavole è completata da una mappa generale di sintesi in scala 1:6.000.000. Nella Fig. 10.2 è riportata, a titolo d'esempio, la mappa di sintesi della velocità media annua del vento a 25 metri dal suolo.

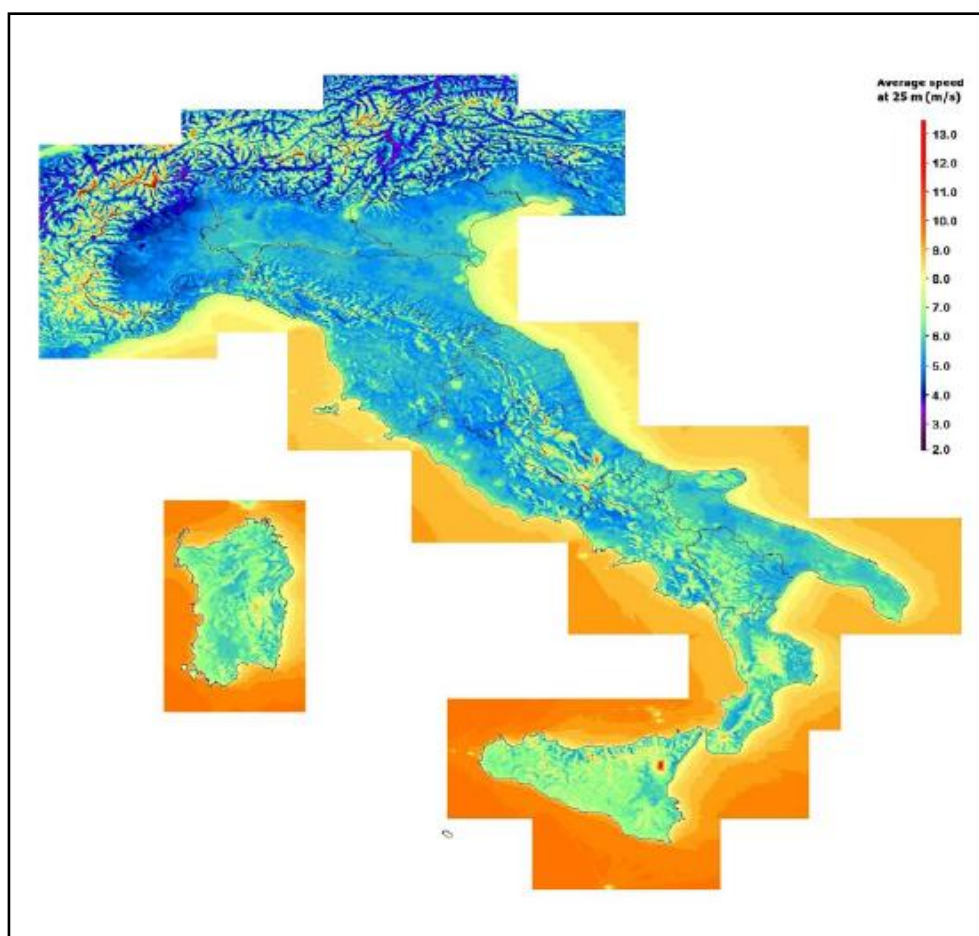


Fig. 10.2: Mappa della velocità media annua del vento a 25 m sul livello del terreno (fonte: Rapporto CESI / ENERIN / ENERIN /2002/ 012).

Una valutazione del potenziale eolico italiano è stata svolta dal CESI nel rapporto “Analisi di dettaglio sulla tecnologia eolica e valutazioni conclusive”, redatto da C. A. Casale nel 2005 nell’ambito della cosiddetta “Ricerca di Sistema”, a valle di un più ampio programma di ricerca che aveva condotto da un lato alla costruzione del sopra citato Atlante Eolico dell’Italia, dall’altro all’approfondimento di aspetti critici per la fattibilità tecnico economica di impianti eolici in siti non convenzionali, in particolare in aree montane e *off-shore*. Di seguito si sintetizzano alcune conclusioni di questo rapporto.

L’accertamento dell’idoneità di un sito ad ospitare un impianto di generazione da fonte eolica richiede la verifica dell’esistenza contemporanea di numerose condizioni, quali:

- adeguata ventosità, con andamento di velocità e direzione del vento sufficientemente omogeneo sull'area interessata;
- disponibilità di terreno privo d'irregolarità e ostacoli e di impiego marginale (agricoltura estensiva, pascolo ecc.) che abbia un'area adeguata ad ospitare un numero sufficiente di aerogeneratori e che sia libero da vincoli ambientali;
- assenza di insediamenti abitativi nelle immediate vicinanze del sito, almeno entro qualche centinaio di metri;
- esistenza di un sistema viario di collegamento alla rete stradale;
- presenza di una rete elettrica che sia in grado di assorbire l'energia prodotta dall'impianto eolico senza richiedere la costruzione di linee di collegamento di eccessiva lunghezza.

Con siti eolici di potenziale significativo, che impegnano aree dell'ordine di uno o più chilometri quadrati, è inoltre necessario, dopo un primo accertamento puntuale dell'esistenza di risorse adeguate, verificare l'andamento di tali risorse sul terreno circostante la stazione utilizzando opportuni modelli matematici che tengano conto dell'orografia. Meglio ancora, l'utilizzo di questi modelli può essere affiancato e/o validato da misure condotte, anche per periodi relativamente brevi, da stazioni addizionali installate nei punti più rappresentativi dell'area del sito in esame.

Sulla base dell'andamento delle risorse così individuato, si può poi procedere alla localizzazione dei vari aerogeneratori sul terreno in modo tale da ottimizzare la loro producibilità e da minimizzare l'interferenza aerodinamica fra macchina e macchina, tenendo anche conto di eventuali altri vincoli in particolare di tipo paesaggistico.

Questa premessa evidenzia come la valutazione delle risorse eoliche effettivamente sfruttabili sia un compito tutt'altro che agevole, che ben difficilmente può essere portato a termine soltanto sulla base di analisi generali. Questo vale a maggior ragione per l'Italia, dove gran parte delle aree ventose già utilizzate, o che sembrerebbero potenzialmente idonee, si trovano in terreni collinari o montuosi e quindi con orografia sovente assai complessa.

Dall'Atlante Eolico precedentemente citato il CESI ha ricavato, per ciascuna regione, l'estensione delle aree di territorio in cui si stimano producibilità specifiche teoriche superiori ad una soglia minima d'interesse, che ha fissato a 1750 MWh/MW a 50 m dal suolo (cioè 1750 ore/anno equivalenti di funzionamento a potenza nominale di un aerogeneratore da 50 m d'altezza).

Il quadro che emerge dall'atlante conferma che le aree ventose dell'Italia sono concentrate soprattutto nel Centro-Sud e nelle isole maggiori. Tale conclusione di massima non significa, però, che anche in altre parti d'Italia che appaiono meno favorite non possono essere individuati, in particolari situazioni locali, siti eolici adatti all'installazione d'impianti di produzione, specialmente se composti da un numero limitato di aerogeneratori.

Un successivo lavoro di selezione, basato su criteri tecnici e più specificamente anemometrici, ha consentito di individuare la parte delle aree che sono realmente compatibili con le installazioni eoliche. Senza entrare nei dettagli del metodo, per i quali si rimanda al documento originale, la classificazione del territorio ha permesso di identificare circa 45.000 km² (quasi un sesto del territorio nazionale) come potenzialmente interessante per la produzione anemoelettrica.

A queste superfici è stata associata una densità di potenza installabile, valutata regione per regione tenendo conto delle difficoltà tecniche dipendenti dalla natura e dall'orografia dei luoghi (in particolare, dalla pendenza e copertura del terreno), dall'effettiva disponibilità dei terreni agli usi eolici e di una certa percentuale di fallimenti per ragioni di varia natura, autorizzativi, politici, commerciali ecc.

L'applicazione di tutti questi fattori ha portato ad una progressiva riduzione delle aree effettivamente disponibili giungendo a stimare un potenziale di installazione (a costi

progressivamente crescenti) di circa 10.000 MW, corrispondente conservativamente a circa 15 TWh di produzione, localizzato principalmente al Sud e nelle isole.

A tre anni di distanza riteniamo che una rivalutazione di questo potenziale non porterebbe a significative differenze. I principali risultati dell'evoluzione dell'eolico *on-shore* sono più che altro riconducibili a un forte abbattimento dei costi e alla simultanea crescita della potenza unitaria dei dispositivi di conversione dell'energia eolica in energia elettrica: la taglia di potenza unitaria degli aerogeneratori medi e grandi per applicazioni *on-shore* è ora compresa tra 100 e 1000 kW (turbine di media taglia) e superiore a 1000 kW (turbine di grande taglia). Il prezzo medio dei moderni impianti eolici *on-shore* di grande dimensione è di circa 1000 \$/kW. Per contro si sono acuite certe problematiche di accettabilità sociale di questa forma di energia, che ne rallentano la diffusione. Basti menzionare il fatto che il processo di autorizzazione di un impianto eolico richiede in Spagna tipicamente sei mesi, mentre in Italia possono occorrere anche più di tre anni. Una barriera allo sviluppo di questa tecnologia è anche costituita dalla necessità di interventi sulle infrastrutture per il trasporto di elettricità che rendano il sistema in grado di assorbire sia i picchi di produzione che una brusca mancanza di produzione.

Se l'installazione di nuovi parchi eolici dovesse proseguire sul ritmo negli ultimi anni, il contributo dell'eolico terrestre potrà comunque essere al 2020 di circa 10 TWh.

10.3 PROSPETTIVE DELL'EOLICO OFF-SHORE

Il passaggio dall'eolico terrestre a quello al largo è già iniziato da alcuni anni nei paesi del Nord Europa, favorito da diversi fattori:

- la progressiva saturazione dei siti sulla terraferma;
- lo sviluppo di macchine di maggiore potenza che riduce l'incidenza percentuale dei maggiori costi di collegamento alla rete, da effettuarsi con cavi sottomarini;
- le migliori caratteristiche della risorsa eolica, presente al largo per un numero di ore maggiore che sulla terraferma.

La diffusione dei parchi al largo è stata agevolata nel Nord Europa anche dalla generale presenza di bassi fondali, che consentono l'ancoraggio delle torri direttamente al suolo. Infatti l'attuale tecnologia *off-shore* limita le installazioni su fondali non superiori ai 40 m; le realizzazioni odierne sono costituite generalmente da un insieme di decine di macchine di grande taglia, con potenza del singolo aerogeneratore non inferiore a 2 MW. Il mercato attuale di questa applicazione è ancora di nicchia (potenza globale installata circa 800 MW) in ragione dei costi mediamente superiori del 50% di quelli tipici *on-shore*. Mediamente le installazioni *off-shore* sono più costose di quelle *on-shore* (tra il 35 e il 100% in più).

Le installazioni *off-shore* possono eliminare alcune cause che limitano la diffusione dell'eolico e contemporaneamente ridurre il problema dell'intermittenza, per la maggiore stabilità del vento. D'altra parte, gli impianti *off-shore* richiedono significativi costi addizionali, per le turbine (che devono sopportare situazioni meteorologiche più difficili), per le maggiori difficoltà e costi delle fondamenta e per le maggiori spese legate alla trasmissione dell'elettricità sulla terraferma e all'allacciamento alla rete.

Nel contesto italiano non bisogna poi illudersi che lo spostamento delle installazioni dalla terraferma al mare possa di per sé garantire l'accettazione da parte delle amministrazioni locali, come dimostra la recente vicenda in cui la Regione Molise ha bloccato l'iter autorizzativo per un impianto da circa 160 MW da realizzarsi al largo di Termoli.

Per queste ragioni potrebbe essere considerato un buon risultato se dal qui al 2020 si realizzassero parchi *off-shore* con producibilità complessiva dell'ordine dei 10 TWh, analoga alla migliore stima per il terrestre.

11. Energia elettrica

Sommario

Il sistema elettrico dell'Italia si caratterizza per l'assenza di produzione nucleare e per la minima percentuale di produzione a partire dal carbone. I fossili nel loro insieme rappresentano comunque la fonte più importante. La percentuale del rinnovabile è più alta della media europea, grazie essenzialmente al contributo idroelettrico. Infine, sebbene non sia l'unico paese ad avere una rilevante percentuale di energia di importazione, l'Italia è quello con il più alto sbilanciamento in assoluto.

A fronte del fabbisogno al 2020 valutabile fra 400 e 430 TWh, e in presenza di stringenti vincoli sulle emissioni di CO₂, la produzione da rinnovabili dovrebbe quasi raddoppiare, assestandosi fra 90 e 100 TWh (96 nella nostra stima). Determinanti potranno essere le politiche di incentivazione, in particolare per la componente solare, mentre per i settori dell'eolico e delle biomasse e rifiuti potranno contare moltissimo le semplificazioni autorizzative. Anche il mini-idroelettrico dovrebbe essere incoraggiato, tuttavia nel settore idraulico i fattori meteorologici e climatici saranno probabilmente dominanti rispetto a quelli governabili.

Il contributo del carbone potrebbe salire fino a circa 70 TWh, a seguito del completamento delle centrali di Civitavecchia e Porto Tolle, cosa auspicabile dal punto di vista dei costi di produzione e della diversificazione e sicurezza degli approvvigionamenti. Il nucleare (che attualmente si identifica con i 45 TWh importati) potrebbe contribuire con 60 TWh, nel caso che si riuscisse a potenziare le linee di interconnessione col resto d'Europa, o in quello, meno verosimile, che si riuscisse a costruire ed avviare almeno un reattore EPR (o due AP1000) entro il 2019. La quota rimanente del fabbisogno, compresa fra 180 e 210 TWh, potrebbe essere coperta per circa 20 TWh da fonti residuali e per il resto da gas naturale.

Uno scenario come quello delineato consentirebbe di mantenere le emissioni di CO₂ dal sistema elettrico al livello 2006, ma non di ridurle e tanto meno di ridurle al di sotto di quelle del 1990, dato che rispetto a quell'anno il fabbisogno è già aumentato di circa il 40% e nel 2020 si sarà quasi raddoppiato.

In generale la problematica della riduzione delle emissioni di CO₂ dal settore elettrico appare particolarmente critica nel nostro Paese, partendo da livelli di emissione specifica (CO₂ emessa per unità di energia prodotta) più bassi che nella maggior parte dei Paesi europei, ed è inoltre anche meno efficace rispetto all'obiettivo globale, dato che questo settore incide sul totale delle emissioni per poco più del 30%, contro percentuali intorno al 40% o superiori per numerosi paesi, fra cui la Germania.

11.1 INTRODUZIONE

Prima di entrare nel merito del consumo e della produzione di energia elettrica, appare opportuno premettere alcune considerazioni generali sul ruolo dei cosiddetti “vettori energetici”. Per vari motivi, solo una piccola parte dell'energia raggiunge gli utilizzatori finali nella stessa forma in cui è disponibile alla fonte. In generale le fonti primarie subiscono una serie di trasformazioni in vettori energetici, i quali possono successivamente essere ceduti agli utilizzatori finali.

I processi di trasformazione di una fonte in un vettore comportano un costo energetico. In alcuni casi la perdita di trasformazione è reale, ma comunque inevitabile, dato che altrimenti non si potrebbe ottenere l'effetto voluto: non sarebbe ad esempio possibile alimentare i motori delle nostre automobili direttamente con il petrolio. In altri casi la perdita di trasformazione viene recuperata da una maggiore efficienza del processo; ad esempio, un sistema di riscaldamento con pompe di calore azionate elettricamente può essere più efficiente di quanto non sia l'utilizzo diretto del calore di combustione per il riscaldamento. Un'analisi dettagliata di questi aspetti va al di là dello scopo del presente capitolo, e richiederebbe una valutazione dell'efficienza di ciascun processo di utilizzazione, problematica che viene accennata nel capitolo dedicato all'efficienza e risparmio energetico.

L'energia elettrica è sicuramente il vettore energetico più interessante, poiché essa può essere prodotta da qualsiasi fonte, può essere facilmente trasportata con perdite limitate ed il

suo utilizzo è caratterizzato da una versatilità illimitata. La quota di energia utilizzata sotto forma di energia elettrica viene indicata con il cosiddetto indice di penetrazione elettrica, il cui valore attuale in Italia è di circa il 35%, in leggera crescita.

Nel seguito sono illustrati una serie di dati sulla situazione attuale in Italia per quanto riguarda la produzione e il consumo di energia elettrica. Vengono inoltre effettuate alcune proiezioni al 2020 e si discute in merito al contributo del sistema elettrico alle emissioni di CO₂.

11.2 CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

La Fig. 11.1 illustra l'aumento dei consumi elettrici in Italia nel periodo dal 1963 (anno della nazionalizzazione delle imprese elettriche e della nascita dell'ENEL). Nonostante il

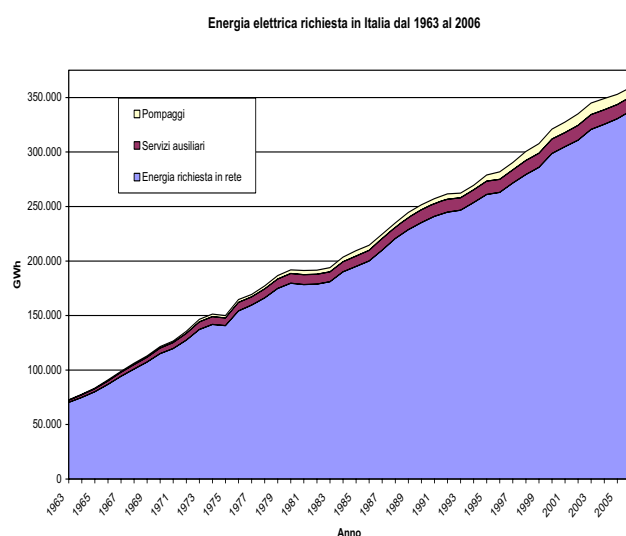


Fig. 11.1: Andamento dell'energia elettrica richiesta lorda (fonte: TERNA).

periodo piuttosto lungo considerato, l'andamento dei consumi mette in evidenza una crescita molto regolare, con solo due momenti di rallentamento, legati alla prima crisi petrolifera (nel 1973) e ad un periodo di crisi economica nella prima metà degli anni '80. Il totale dell'energia elettrica consumata deriva dalla somma di quella effettivamente richiesta in rete, da quella richiesta dai servizi ausiliari degli impianti di produzione e da quella assorbita dagli impianti di pompaggio.

La Fig. 11.2 mostra come il fabbisogno di energia elettrica viene coperto attualmente. La figura si presta ai seguenti commenti.

1. Notiamo innanzi tutto che la produzione idroelettrica, che nel 1963 costituiva circa i 2/3 del totale, è rimasta circa costante nel tempo, diminuendo progressivamente la sua rilevanza percentuale. Questo fatto non è legato alla mancanza di investimenti, perché se anziché l'energia prodotta andiamo a vedere la potenza installata, si nota che questa nel frattempo è molto aumentata. Esso è invece legato alla progressiva diminuzione dell'idraulicità, cioè della disponibilità di acqua per la produzione idroelettrica, vuoi per ragioni climatiche, vuoi per le modifiche intervenute nella legislazione in materia.
2. Una caratteristica della produzione italiana è costituita dalla presenza di una quota non trascurabile di energia geotermoelettrica, che all'incirca è raddoppiata nel periodo considerato.

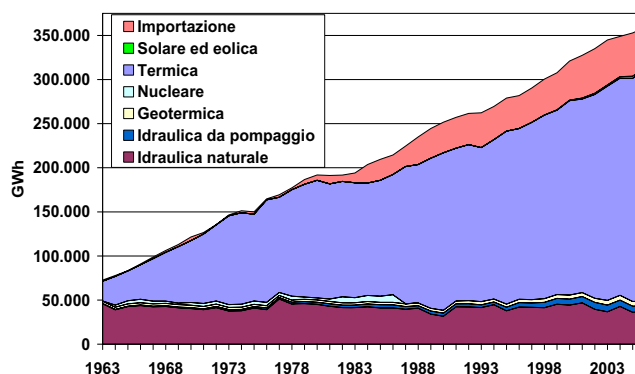


Fig. 11.2: Evoluzione nel tempo della produzione dell'energia elettrica in Italia (fonte: TERNA).

3. Il massimo contributo dell'energia nucleotermoelettrica nazionale si ha nel 1986, l'anno che precede il referendum abrogativo, con 8.758 GWh (circa il 4,6% della produzione lorda). Nel 1987, nonostante il referendum si tenga in novembre, vengono prodotti solo 174 GWh, ad indicare che 3 delle 4 centrali (e in particolare Caorso) erano di fatto già state messe fuori servizio ben prima della data del referendum.
4. L'aumento della richiesta di energia elettrica è attualmente coperto in maniera essenziale dalla fonte termoelettrica.
5. Il contributo delle energie solare ed eolica è nel 2006 ancora inferiore all'1%.
6. Una quota rilevante della richiesta è coperta da energia elettrica di importazione⁶⁴ (il 12,5% del totale lordo nel 2006)⁶⁵. Dal momento che la nostra analisi è per fonti, ci si limita a dire che l'analisi dei flussi energetici fra i vari Paesi europei porta a ritenere che buona parte di questa energia sia prodotta da fonte nucleare. Nel seguito si farà l'ipotesi – evidentemente semplificativa – che *tutta* l'energia importata sia di fonte nucleare.

a) **Dettaglio della produzione termoelettrica**

L'analisi precedente necessita di essere completata con un'analisi più dettagliata della principale componente di produzione, ovvero quella termoelettrica. Appare infatti fondamentale ripartire detta produzione fra i diversi combustibili o gruppi di combustibili. A questo scopo si adotta in parte la stessa suddivisione utilizzata da TERNA, come segue:

- a. combustibili solidi (essenzialmente carbone);
- b. gas naturale;
- c. prodotti petroliferi; con questa denominazione si intendono i distillati leggeri, l'olio combustibile, il gasolio, il coke di petrolio, l'orimulsion, i gas residui di raffineria e il gas di petrolio liquefatto;
- d. gas derivati; con questa denominazione si intendono il gas da acciaieria a ossigeno, il gas d'altoforno e il gas di cokeria.

TERNA utilizza inoltre un'ulteriore categoria di combustibili, denominata “Altri combustibili”, suddivisi fra solidi e gassosi, che comprendono gas di sintesi da processi di gassificazione, gas residui di processi chimici, biomasse e rifiuti, nonché gli altri combustibili non altrimenti classificati (residui di lavorazione ecc.). Nella nostra analisi le biomasse e i rifiuti sono considerati a parte, avremo pertanto le ulteriori due categorie

- e. Altri combustibili, costituiti da gas di sintesi da processi di gassificazione, gas residui di processi chimici e altri combustibili non altrimenti classificati;
- f. Biomasse e rifiuti.

Infine TERNA introduce un'ulteriore categoria di impianti termoelettrici, che utilizzano “altre fonti di energia”, senza specificare di quali fonti si tratta; presumibilmente si tratta di cascami di calore di processi industriali, disponibili a vari livelli di temperatura, il cui utilizzo è comunque auspicabile in termini di efficienza energetica. In generale si tratta di fonti marginali, per le quali verranno riportati i dati senza ulteriori commenti.

La Fig. 11.3 mostra come si è modificato il ruolo dei vari combustibili nella produzione termoelettrica a partire dal 2000. I prodotti petroliferi, che costituivano nel 1990 più della metà del combustibile utilizzato, erano stati superati già nel 2000 dal gas naturale e si sono ora ridotti a meno del 20% in termini di energia prodotta; il carbone, dopo un calo a metà

⁶⁴ La produzione idraulica da pompaggio è quella effettivamente fornita da TERNA dal 2000 al 2006, mentre per gli anni precedenti essa è stimata sulla base di quella assorbita, assumendo un coefficiente di 0,73.

⁶⁵ Un'analisi più dettagliata, che considerasse i flussi da paese a paese, esula dagli scopi di questo rapporto; essa mostrerebbe che l'importazione riguarda energia elettrica di base, mantenendosi all'incirca costante nel corso della giornata. Le ragioni di questa dipendenza dall'estero, in passato anche strutturale, sono oggi di natura essenzialmente economica, dato che in effetti la potenzialità produttiva italiana è sufficiente a coprire l'intera curva di carico.

degli anni '90 legato anche alla messa fuori servizio di alcuni impianti per interventi di ambientalizzazione, ha ripreso a salire, e attualmente rappresenta circa il 15% dell'energia elettrica prodotta (il 12,5% di quella richiesta). Fondamentale il ruolo che sta assumendo il gas naturale, che ha più che triplicato il suo utilizzo, a seguito dei notevoli investimenti in impianti a ciclo combinato realizzati negli ultimi anni. La notevole importanza che il gas sta assumendo nel settore dovrebbe essere oggetto di attente valutazioni soprattutto dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti, dato che per la natura "regionale" del mercato del gas, il numero di paesi fornitori è limitato, ed un'eccessiva dipendenza da uno di essi potrebbe portare anche a forme di dipendenza politica.

Il grafico mostra anche un certa tendenza all'aumento degli altri combustibili (tipicamente sottoprodotti di processi di raffinazione e di altri processi industriali) e delle biomasse e rifiuti.

Un altro punto importante della produzione termoelettrica riguarda la percentuale di energia elettrica che viene prodotta in impianti di cogenerazione rispetto a quella che è prodotta da impianti di sola produzione di energia elettrica: da un valore intorno al 30% negli anni 2001-2003, essa è salita al 35%, 37,5% e 38,9% rispettivamente negli anni 2004, 2005 e 2006. Si tratta questo di un fattore positivo nella direzione dell'efficienza energetica che va ulteriormente incoraggiato, favorendo la sempre maggiore diffusione di impianti di cogenerazione anche a scala di potenza via via decrescente.

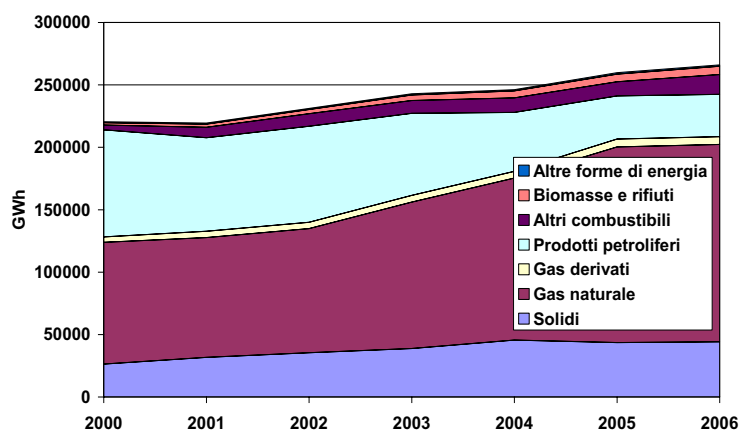


Fig. 11.3: Ripartizione per combustibili della produzione termoelettrica (fonte: TERNA).

11.3 IMPIANTI DI PRODUZIONE ITALIANI. POTENZA INSTALLATA E FATTORI DI UTILIZZAZIONE

La Fig. 11.4 rappresenta l'andamento della potenza di generazione installata in Italia. Il suo andamento generale è di crescita, ma meno regolare di quanto non siano i consumi di energia. Sono ben visibili due momenti di stasi. Il primo è piuttosto lungo e va dalla seconda metà degli anni '80 ai primi anni '90. In effetti in questo periodo c'è anche una diminuzione della potenza installata, legata alla chiusura anticipata delle centrali nucleari, effettuata senza sostituzione con potenza alternativa. Il secondo periodo è più breve, nei primi anni 2000, compensato però da un rapido aumento negli ultimi tre anni.

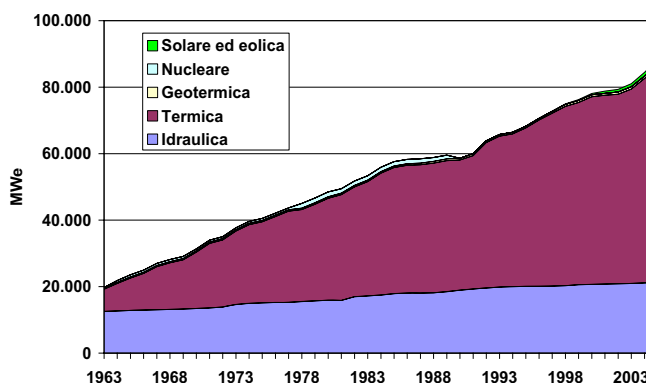


Fig. 11.4: Andamento della potenza di generazione elettrica in Italia (fonte: TERNA).

La potenza attualmente disponibile è ampiamente sufficiente a coprire le punte di richiesta, attualmente di poco superiori a 55.000 MW, tanto in inverno quanto in estate. Le

previsioni di TERNA indicano per il prossimo decennio punte in salita fino a 62-63 GW nel 2010 e 70-74 GW nel 2016, per coprire le quali si richiede una potenza lorda disponibile rispettivamente di 76 e 89 GW, cioè all'incirca quella disponibile già attualmente. Occorre però considerare che nel computo attuale rientrano molti impianti obsoleti, per parte dei quali era stata anche pianificata la messa fuori servizio, salvo essere rimandata a causa della piccola crisi del gas naturale nell'inverno 2006. In effetti, proprio in occasione di questa crisi, vi fu un notevole aumento della potenza richiesta in Europa, tanto che l'Italia diventò per un breve periodo esportatore di energia elettrica. In ogni caso la disponibilità di potenza non rappresenta attualmente un fattore critico, diversamente da quanto si verificò negli anni '80. Questo elemento si conferma dall'esame della Fig. 11.5 che rappresenta il numero di ore di funzionamento equivalente a piena potenza degli impianti italiani, raggruppati per tipologia.

Il grafico mostra innanzi tutto le ottime prestazioni degli impianti geotermoelettrici, che mostrano il massimo fattore di utilizzazione. Gli impianti nucleari hanno alternato periodi di funzionamento regolare ad altri caratterizzati da una bassa disponibilità.

Il fattore di utilizzazione degli impianti termici oscilla costantemente intorno alle 4.000 ore/anno; in effetti questa è una valutazione media che richiederebbe un'analisi più approfondita, data la presenza di impianti con fattori di utilizzo molto diversi. In ogni caso è certo che il fattore di utilizzo degli impianti termici è limitato essenzialmente dal fattore economico, che porta a preferire l'energia di importazione.

Per quanto riguarda gli impianti idroelettrici, l'aumento della potenza installata viene bilanciato dalla progressiva riduzione del fattore di utilizzazione, legato come detto alla diminuzione dell'idraulicità, con la conseguenza già evidenziata che l'energia prodotta si è mantenuta circa costante in un lungo arco temporale. Attualmente si può stimare un periodo di utilizzazione di circa 2.000 ore/anno per nuove installazioni.

Infine la disponibilità degli impianti eolici è andata progressivamente crescendo dal 1990 al 2000, attestandosi intorno ad un funzionamento equivalente di circa 1.500 ore/anno. Questa cifra è comparabile con analoghe valutazioni per paesi del Nord Europa, e deve essere ritenuta un valore soddisfacente e difficilmente migliorabile nelle future installazioni, che andranno ad occupare siti via via meno redditizi.

11.4 L'IMPORTAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

La rilevante quota di importazione di energia elettrica rappresenta una delle numerose anomalie del sistema energetico italiano e riteniamo che essa meriti un approfondimento. La Fig. 11.6 riporta la produzione di energia in eccesso o in difetto rispetto a quella richiesta in rete, per una serie di paesi europei. Se l'Italia non è l'unico paese ad avere una rilevante percentuale di energia di importazione, esso è tuttavia quello con il più alto sbilanciamento in assoluto. Inoltre, nonostante la realizzazione di nuova potenza negli ultimi anni, questa percentuale non tende a diminuire, il che significa che il differenziale di costo rispetto a quella prodotta nei paesi confinanti rimane alto. La nuova potenza va a sostituire impianti vecchi e obsoleti, ma non contribuisce a ridurre la quota di importazione.

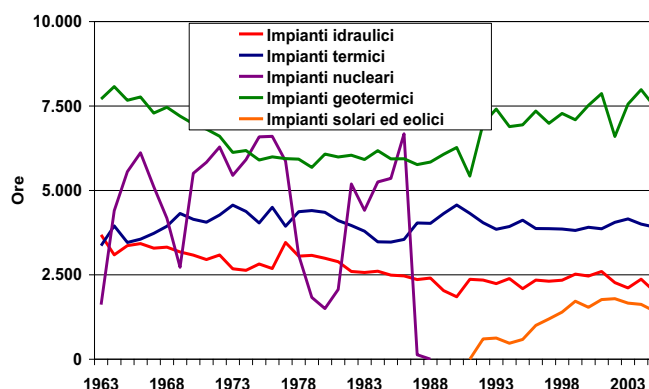
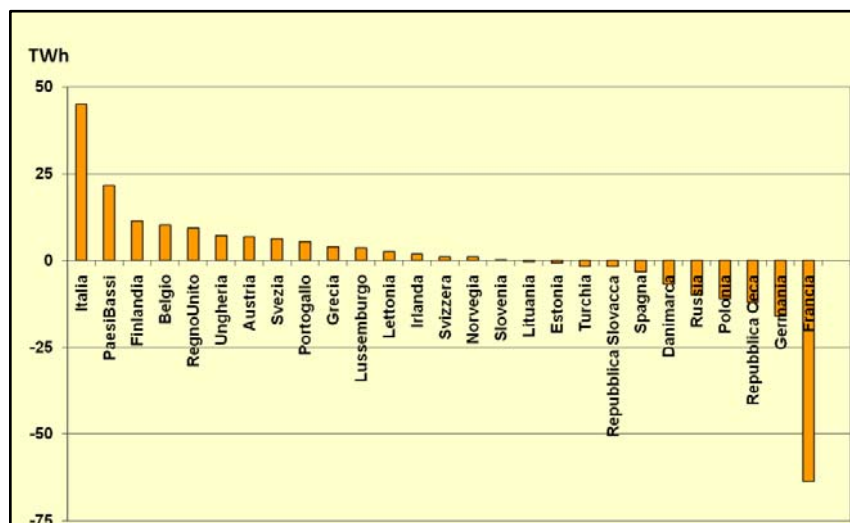


Figure 11.5: Ore equivalenti di funzionamento a piena potenza degli impianti elettrici italiani (fonte: TERN).

Dopo l'Italia, i paesi con maggior deficit di energia elettrica sono i Paesi Bassi e la Finlandia. Quest'ultimo paese ha avviato nel 1998 un lungo processo di valutazione e confronto fra diverse opzioni per ridurre il deficit, giungendo nel 2003 alla decisione, presa dal parlamento a maggioranza, di realizzare il primo reattore nucleare EPR, la cui presa di carico è attualmente prevista per il 2011 e che da solo dovrebbe coprire circa l'80% dell'attuale import. I Paesi Bassi puntano invece su impianti a gas naturale ed energia rinnovabile, tuttavia, dai dati disponibili, non sembra che le iniziative intraprese al momento possano annullare il deficit di produzione.



11.6: Saldi di energia elettrica in Europa (fonte: TERNA).

11.5 CONFRONTO DEL PARCO DI GENERAZIONE EUROPEO

Un confronto fra le produzioni di energia elettrica fra i maggiori paesi europei viene riportato nella Tabella 11.1, relativa al 2005 (per una più immediata lettura si veda Fig. 6 della Premessa).

Tabella 11.1 *Produzione di energia per alcuni paesi europei nel 2005*
(dati UE, riconciliati ed integrati con dati TERNA).

Produzione lorda 2005 [TWh]	Italia	Germania	UK	Francia	Spagna
Idroelettrico (afflussi naturali)	36,0	19,6	5,0	52,2	19,6
Geotermico	5,3				
Eolico	2,3	27,2	2,9	1,0	21,2
Solare		1,3			
Biomasse e rifiuti	6,0	16,6	9,6	5,1	3,1
Altro	0,2			0,1	0,1
TOTALE RINNOVABILE	49,8	64,7	17,5	58,3	44,0
IDROELETTRICO (pompaggi)	6,9	7,1	3,0	4,7	3,5
Carbone + lignite	43,6	269,6	134,9	27,6	79,1
Olio	47,1	10,6	5,4	7,2	24,4
Gas naturale	155,1	76,6	154,9	26,0	80,5
Altro	1,2	28,6	3,1		5,1
TOTALE TERMICO	247,0	385,4	298,3	60,8	189,1
NUCLEARE (produzione)	0,0	163,1	81,6	451,5	57,5
TOTALE PRODUZIONE	303,7	620,3	400,5	575,4	294,1
Produzione netta	281,3	573,7	381,1	550,8	280,3
Consumo	330,4	568,7	389,4	487,8	278,9
Saldo import(-)/export(+)	-49,1	5,0	-8,3	63,0	1,4
% rinnovabili	16,4%	10,4%	4,4%	10,1%	15,0%
% da carbone	14,4%	43,5%	33,7%	4,8%	26,9%
% da nucleare	0,0%	26,3%	20,4%	78,5%	19,5%

La tabella evidenzia la forte differenza fra l'Italia e gli altri paesi per quanto concerne il tipo di combustibile utilizzato. In particolare il nostro paese si caratterizza per la ben nota assenza di produzione nucleare e per la minima percentuale del carbone, che, data la loro economicità, sono in assoluto le fonti più usate al mondo per la produzione di energia elettrica. Nella parte inferiore della tabella sono evidenziati alcuni valori percentuali. Si nota anche che nonostante i forti investimenti in Germania e in Spagna sull'eolico, fra i maggiori paesi europei l'Italia risulta ancora il paese con la massima percentuale di rinnovabili.

11.6 PROIEZIONI DI CONSUMI E PRODUZIONE FINO AL 2020

A valle del sintetico esame della situazione attuale contenuto nei paragrafi precedenti, veniamo ad una valutazione di massima di come potrebbe essere auspicabile e/o possibile andare a coprire gli aumenti dei consumi energetici da ora al 2020. Per questo ipotizziamo tre scenari di crescita dei consumi: minimo (0,5% all'anno), medio (1,0% all'anno) e massimo (1,5% all'anno).

Facciamo notare che il tasso massimo ipotizzato è all'incirca quello verificatosi negli anni 2004 e nel 2005, mentre nel 2006, esso è risalito, portandosi al 2,1%. È pertanto abbastanza probabile che anche nei prossimi anni il tasso sia almeno pari al valore massimo ipotizzato, se non superiore. Il tasso medio dell'1% potrebbe essere ottenuto con una politica di contenimento dei consumi, anche se non dobbiamo dimenticare che qui ci si riferisce all'energia elettrica, e si potrebbe anche verificare il caso che una diminuzione del consumo complessivo di fonti primarie possa essere ottenuto attraverso un aumento del consumo di questo vettore. Comunque ipotizziamo che una politica di incentivazione al risparmio e all'efficienza nel settore elettrico possa raggiungere in qualche anno l'obiettivo di ridurre la crescita dei consumi dell'energia elettrica all'1%.

Infine il tasso minimo è appena superiore all'aumento atteso per la popolazione (attualmente si prevedono tipicamente 200,000 permessi di immigrazione all'anno, pari a circa lo 0,3% della popolazione residente) ed è pertanto un valore di crescita minima, probabilmente raggiungibile solo con una politica aggressiva di risparmio al di sotto del quale non appare ragionevole spingersi almeno in sede di una prudenziale pianificazione energetica.

In base a quanto sopra, e con riferimento al consumo totale lordo di energia elettrica, dato cioè dalla somma dell'energia richiesta in rete, di quella assorbita dai pompaggi e di quella assorbita dagli ausiliari, si ha che i 359 TWh del 2006 diventeranno nel 2020:

- secondo lo scenario minimo (0,5%/anno): 385 TWh, con una differenza di 26 TWh;
- secondo lo scenario medio (1,0%/anno): 413 TWh, con una differenza di 54 TWh;
- secondo lo scenario massimo (1,5%/anno): 442 TWh, con una differenza di 83 TWh.

Nel seguito si effettueranno alcune considerazioni quantitative relativamente allo scenario medio, limitandoci a considerazioni qualitative per gli scenari minimo e massimo.

11.6.1 Produzione da rinnovabili⁶⁶

a) Energia idraulica. In accordo con quanto già discusso nel capitolo 3, ipotizziamo che la produzione idraulica da afflussi naturali possa attestarsi nel 2020 fra 40 e 45 TWh (42,5TWh), cui vanno aggiunti i pompaggi, che stimiamo in 7 TWh. Si ribadisce che l'evoluzione di questa fonte è fortemente dipendente dalle condizioni climatiche e che

⁶⁶ Le valutazioni che seguono non si discostano molto da quelle formulate nel settembre 2007 nel "Position Paper" del Governo italiano. Esse risultano più prudentziali di quelle del Governo, riassunte nell'Appendice A riportata in fondo al volume.

pertanto questi valori potrebbero rivelarsi tanto irraggiungibili quanto essere anche superati in caso di favorevoli condizioni idrauliche.

- b) **Energia eolica.** La produzione di energia eolica con impianti a terra è arrivata nel 2006 a sfiorare i 3 TWh. A parte la stasi del 2003, l'aumento negli ultimi anni è di circa 500 GWh/anno. Qualora si riuscisse a superare l'ostilità verso i nuovi impianti, si potrebbe ipotizzare ragionevolmente un aumento lineare di questa forma di energia, che porterebbe ad una produzione di 10 TWh nel 2020. Nel frattempo potrebbe consolidarsi la tecnologia dell'eolico al largo (cosiddetta *off-shore*) che presenta in Italia maggiori problemi rispetto ai paesi del Nord Europa per la profondità dei fondali. Sebbene i margini di sviluppo di questa tecnologia siano superiori rispetto a quelli dell'eolico terrestre, si ritiene non opportuno eccedere in ottimismo, dato che si tratta di una tecnologia non ancora completamente consolidata. Nella nostra valutazione si prevede una produzione nel 2020 pari a quella dell'eolico terrestre, e cioè 10 TWh.
- c) **Energia geotermica** La produzione geotermoelettrica italiana è da diversi anni stabile intorno a 5,3-5,5 TWh/anno. Non si ritiene che in questo settore vi possa essere un significativo aumento, dato che il livello di potenza è adeguato sulla potenzialità dei campi geotermici già sfruttati, mentre eventuali altri usi (termici) dell'energia geotermica non rientrano nello scopo di questo paragrafo. Si assumerà comunque una produzione di 7 TWh nel 2020.
- d) **Energia da biomassa e rifiuti.** La produzione di energia elettrica da biomassa e rifiuti sta crescendo con regolarità in questi ultimi anni, più marcato per questi ultimi. Nel 2006 essa è stata di 6,7 TWh. Sarebbe auspicabile un mantenimento di questa tendenza, che potrebbe anche contribuire alla soluzione di annosi problemi di smaltimento dei rifiuti. Prudenzialmente si assume anche in questo caso il mantenimento dell'attuale tasso di crescita, indicativamente lineare e pari a 2 TWh ogni 3 anni. La produzione stimata al 2020 risulta di 16 TWh.
- e) **Energia solare.** Per quanto riguarda l'energia solare, dobbiamo distinguere fra i due capitoli del fotovoltaico e del solare termodinamico. Dato che in entrambi i casi si tratta di fonti economicamente non competitive, il potenziale produttivo che si potrà sviluppare nei prossimi anni dipende in misura sostanziale dalle incentivazioni di cui questa fonte potrà godere, e quindi dalle relative scelte politiche e industriali. Le incentivazioni dovrebbero essere concesse con gradualità, onde dar tempo al sistema produttivo nazionale di adeguarsi e poterne quindi usufruire costruttivamente, evitando il puro finanziamento di industrie produttrici straniere (tedesche e giapponesi in primo luogo).

Rispetto ai diversi scenari contenuti nel capitolo sul fotovoltaico, ci si attiene qui alla stima più prudentiale di 7500 MW installati nel 2020, in grado di fornire 10 TWh. Questo livello di produzione rappresenta comunque una notevole sfida tecnica ed economica dato che per arrivarci la potenza installata ogni anno dovrebbe essere pari a 10 volte quella attualmente disponibile nel Paese.

Nel settore del solare termodinamico potrebbero essere realizzati 2-3 grandi impianti con taglia intorno ai 50 MW, preferibilmente accoppiati ad impianti a combustibili fossili già esistenti, in modo da ridurre i costi di investimento e di aumentare l'efficienza termodinamica. In questo modo si può stimare di arrivare ad una produzione di 0,5 TWh.

In totale il potenziale di produzione delle rinnovabili assomma a 96 TWh pari a circa il 23% del carico elettrico totale stimato nello scenario medio (413 TWh). A questi valori vanno ancora aggiunti i 7 TWh stimati per l'idraulico da pompaggio.

11.6.2 Produzione da nucleare e/o importazione

La situazione attuale comporta l'importazione di una non indifferente di energia elettronucleare dalla Francia. Ai fini di un auspicato inserimento del nostro Paese tra i

produttori di energia nucleare occorreranno chiare politiche che facciano ripartire il nucleare da fissione in modo significativo con reattori di III generazione avanzata e un forte impegno per ricerca e sviluppo anche in vista della prossima IV generazione. Nello stesso tempo occorrerà aumentare la capacità produttiva dei collegamenti con la Francia. Se questi andassero in porto, si potrebbe ipotizzare di aumentare la quota di nucleare dagli attuali 45-50 TWh fino a 60 TWh.

11.6.3 Produzione termoelettrica e considerazioni generali

A fronte del fabbisogno stimato di 413 TWh secondo lo scenario medio, in base alle previsioni di cui sopra rimangono da coprire circa 260 TWh, cosa che non potrà che avvenire con combustibili fossili, principalmente carbone e gas, data la netta tendenza ad eliminare gli impianti ad olio.

Per quanto riguarda il carbone, la previsione di produzione è abbastanza semplice, in quanto essa si può ragionevolmente stimare sommando alla produzione lorda attuale (circa 44 TWh nel 2006) quella che verrà dall'impianto che l'ENEL sta costruendo a Civitavecchia, ed eventualmente quella che potrebbe venire nel caso che partissero le attività di riconversione anche per l'impianto di Porto Tolle. Nel primo caso (solo impianto di Civitavecchia, 3 sezioni da 660 MWe), la quota carbone potrebbe salire a 58 TWh. Se si realizzassero 3 sezioni di pari potenza anche a Porto Tolle la quota corrispondente potrebbe salire a 72 TWh. Difficilmente è ipotizzabile una ulteriore espansione in questo settore, sia per la mancanza di progetti, sia per il tempo non lungo a disposizione.

Tabella 11.2: *Stima della copertura del carico elettrico in Italia al 2020 nello scenario "medio" confrontata a quella del 2006 (quest'ultima nei due scenari: senza e con la riconversione a carbone della centrale di Porto Tolle (P.T.)).*

	2006		2020- Senza riconversione P.T.		2020 – Con riconversione P.T.	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Produzione rinnovabile	52,2	14,5%	96	23,2%	96	23,2%
Idroelettrico	37	10,3%	42,5	10,3%	42,5	10,3%
Geotermico	5,5	1,5%	7	1,7%	7	1,7%
Eolico terrestre	3	0,8%	10	2,4%	10	2,4%
Eolico marino		0,0%	10	2,4%	10	2,4%
Fotovoltaico		0,0%	10	2,4%	10	2,4%
Solare termodinamico		0,0%	0,5	0,1%	0,5	0,1%
Biomasse e rifiuti	6,7	1,9%	16	3,9%	16	3,9%
Idroelettrico da pompaggi	6,4	1,8%	7	1,7%	7	1,7%
Nucleare di importazione	45	12,5%	60	14,5%	60	14,5%
Produzione termica	255,4	71,1%	256	62,0%	256	62,0%
Solidi (carbone)	44,2	12,3%	58	14,0%	72	17,4%
Gas naturale	158,1	44,0%	170,5	41,3%	156,5	37,9%
Gas derivati	6,2	1,7%	6,5	1,6%	6,5	1,6%
Prodotti petroliferi	33,8	9,4%		0,0%		0,0%
Altri combustibili	12,1	3,4%	13	3,1%	13	3,1%
Altre fonti	1	0,3%	2	0,5%	2	0,5%
TOTALE Produzione lorda	359		413		413	

La Tabella 11.2 riassume le stime di cui sopra, ipotizzando che vi siano inoltre modesti aumenti nell'uso degli altri combustibili e che tutto il resto della produzione venga da gas naturale.

La tabella evidenzia alcuni elementi fondamentali.

- L'aumento della produzione da rinnovabile è stimata quasi pari all'intera produzione attuale (44 TWh su una produzione di 52). Questo aumento rappresenta una sfida

notevole per le capacità realizzative (e soprattutto autorizzative) del Paese. Il maggiore incremento potrà avvenire nei settori dell'eolico (17 TWh fra terrestre e marino), ma anche da biomasse e rifiuti e solare (10 TWh per fonte). Il raggiungimento dell'obiettivo dipenderà in maniera sostanziale dalla capacità di far convergere su di esso l'interesse di tutte le istituzioni a qualsiasi livello, della società civile, imprese e associazioni, semplici cittadini. Importante sarà anche una efficace politica di incentivazione, che dovrà essere opportunamente calibrata fra le varie fonti in modo da favorire da un lato l'obiettivo principale, dall'altro lo sviluppo di tecnologie innovative che consentano all'industria italiana di recuperare posizioni a livello internazionale. Anche il mini-idroelettrico dovrà essere incoraggiato, tuttavia nel settore idraulico i fattori meteorologici e climatici saranno probabilmente dominanti rispetto a quelli governabili.

- b) Anche se dopo Civitavecchia venisse convertita a carbone la centrale di Porto Tolle, la quota del carbone sul totale rimarrebbe comunque percentualmente limitata, inferiore al 18%. La realizzazione di questo impianto, al di là delle problematiche legate all'emissione di CO₂, appare quindi importante per garantire un minimo di diversificazione delle fonti e di sicurezza degli approvvigionamenti.
- c) Se si realizzassero gli obiettivi delineati per il carbone, per le rinnovabili, per le interconnessioni con l'estero (che consentirebbero un certo incremento nelle importazioni di energia nucleare) e infine per il contenimento dell'aumento tendenziale dei consumi, sarebbe possibile eliminare la dipendenza dai prodotti petroliferi senza un eccessivo aumento del consumo di gas naturale. Poiché l'approvvigionamento di questa fonte rappresenta al momento uno dei punti critici per la nostra sicurezza energetica, è chiaro che questi obiettivi presentano anche un evidente vantaggio dal punto di vista della sicurezza.
- d) Il gas naturale resterà in ogni caso l'elemento fondamentale per la chiusura del bilancio elettrico, nel senso che sarà questa fonte, la più rilevante in termini percentuali, a essere chiamata a coprire le eventuali quote di energia non fornite dalle altre fonti ovvero a fornire l'energia legata ad un aumento della richiesta superiore a quello medio ipotizzato. Eventuali limitazioni nella produzione da gas naturale non saranno tanto legate alla potenzialità degli impianti di generazione, attualmente sottoutilizzati, quanto alla disponibilità del combustibile. Per questo è fondamentale che comunque l'Italia si doti di possibilità di importazione alternative ai gasdotti realizzando un numero adeguato di terminali di rigassificazione.

11.7 EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA

Il settore elettrico rappresenta in tutti i paesi e in particolare in quelli industrializzati una delle componenti fondamentali del sistema energetico e svolge altresì un ruolo importante nel determinarne le emissioni di anidride carbonica. Appare pertanto opportuno integrare questo capitolo con alcune valutazioni in merito.

11.7.1 Il peso del settore energetico nel contesto nazionale

La ripartizione delle emissioni di CO₂ tra i diversi settori in Italia è mostrata nella Fig. 1.5 per gli anni dal 1990 al 2004. Nella Fig. 1.6 per ciascuno dei settori le emissioni sono rapportate a quelle del 1990.

La Fig. 1.5 non evidenzia in generale significative variazioni di rapporti fra i vari settori, ad eccezione di una lenta ma graduale riduzione del settore industriale e un altrettanto lento incremento del settore dei trasporti. Il peso del settore energetico è in leggero aumento e si colloca attualmente intorno al 33% delle emissioni globali di CO₂.

La Fig. 1.6 mostra un andamento in crescita molto regolare delle emissioni dal settore trasporti. Il settore energetico ha un andamento irregolare, con una fase iniziale in

diminuzione, poi una salita abbastanza rapida fino al 2002, infine una salita tendenzialmente più lenta. Più oscillanti gli andamenti del settore industriale (comunque tendenzialmente in discesa) e degli altri settori, terziario e residenziale, (comunque tendenzialmente in salita).

Limitando qui l'analisi al settore energetico, dobbiamo constatare che l'aumento non trascurabile delle emissioni si è verificato a fronte di un ben più elevato aumento della produzione di elettricità. La Tabella 11.3 mostra l'aumento della produzione dal 1990 al 2000 e al 2005, evidenziando che a fronte di un aumento della produzione del 40% dal 1990 al 2005, l'aumento delle emissioni è stato solamente del 19%.

Tabella 11.3: *Confronto fra l'aumento di produzione elettrica e l'aumento di emissioni.*

	Produzione elettrica (TWh)	Emissioni di CO ₂ (Mton)	Aumento della produzione rispetto al 1990	Aumento delle emissioni rispetto al 1990
1990	216,9	123,4		
2000	276,7	143,1	27,5%	11,6%
2005	303,7	147,0	40%	19,1%

11.7.2 Confronti internazionali

Come meglio specificato nell'appendice, "Dati di riferimento", per questo particolare aspetto dell'analisi si sono dovuti superare alcuni ostacoli legati alla disomogeneità delle fonti e dei dati di partenza. Al fine di rendere più coerente la presentazione dei dati, si è deciso di limitare il confronto ai paesi dell'Europa dei 15, con l'eccezione del Lussemburgo, ritenuto non significativo, includendo però la Polonia e la Romania, i maggiori fra i paesi entrati nell'Unione Europea con i successivi allargamenti e la Turchia, che è il maggiore fra i Paesi candidati e che presenta un elevato potenziale di crescita dei consumi nei prossimi anni.

La Fig. 11.7 illustra le emissioni di anidride carbonica nei Paesi menzionati nel 2005, evidenziando la componente dovuta al sistema elettrico. Nella successiva Fig. 11.8 sono mostrati il contributo percentuale alle emissioni del sistema elettrico (Fig. 11.8 (a)) e i dati di emissioni pro capite (Fig. 11.8 (b)).

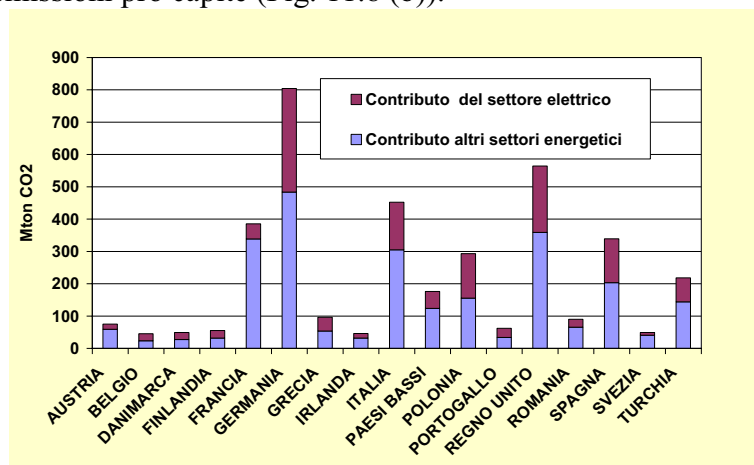


Fig. 11.7 Produzione CO₂ in alcuni Paesi europei – Anno 2005 (fonte: UE, TERNA).

Come si evince dalla Fig. 11.7, l'Italia è al terzo posto in Europa per quanto riguarda le emissioni in assoluto, dopo Germania e Regno Unito, e precedendo la Francia, che beneficia da questo punto di vista del grande parco di centrali elettronucleari. Se si guarda all'incidenza percentuale del sistema elettrico (Fig. 11.8 (a)), vediamo che – nonostante la rinuncia all'energia nucleare – non siamo comunque fra i maggiori emettitori europei, dato che questo settore incide sul totale delle emissioni per poco più del 30%, contro percentuali intorno al 40% o superiori per numerosi paesi, fra cui la Germania. La Fig. 11.8 (b) mostra infine che, rapportando le emissioni alla popolazione, soltanto Belgio, Francia, Portogallo, Romania, Svezia e Turchia si collocano ad un livello inferiore. Si tratta di paesi che si caratterizzano o

per l'elevato ricorso al nucleare (Belgio, Francia, Svezia) o che si collocano ad un livello di sviluppo inferiore (Portogallo, Romania, Turchia).

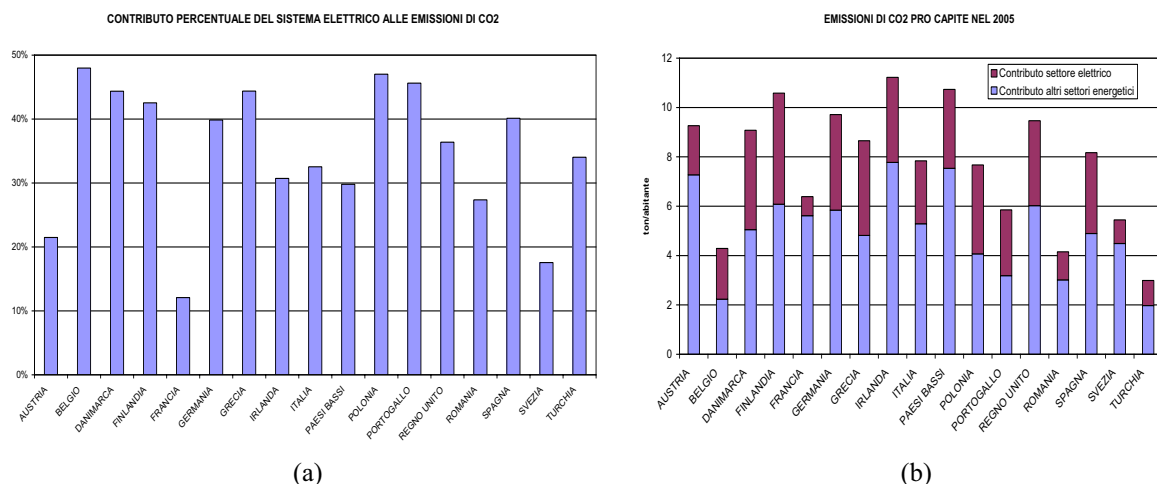


Fig. 11.8: (a) Incidenza del settore elettrico sulla produzione di CO₂ e (b) Emissioni di CO₂ pro capite nel 2005 (fonte: UE, TERNA).

Senza voler trarre conclusioni premature da queste prime valutazioni, è comunque già possibile intravedere come la problematica della riduzione delle emissioni di CO₂ sia particolarmente critica nel nostro Paese, partendo da livelli in generale più bassi che nella maggior parte dei Paesi europei, e come sia più difficile ottenere dei risultati agendo solo o comunque prevalentemente sul sistema elettrico, dato che questo rappresenta una percentuale inferiore di emissioni rispetto ad altri Paesi.

11.7.3 Analisi della produzione di CO₂ dal sistema elettrico

Il sistema elettrico, insieme ad alcuni fra i settori industriali a maggiore intensità energetica (acciaio, cemento, etc.) rientra fra i settori soggetti alle direttive europee in merito all' "Emission Trading". Questo significa che su questi settori vengono già poste in atto una serie di misure atte a contenere le emissioni, ponendo dei limiti superiori al di sopra dei quali gli emettitori sono tenuti ad acquistare sul mercato dei "diritti di emissione". Gli operatori del settore sono già pertanto abbondantemente incentivati a ridurre le emissioni. Non altrettanto si può dire per i settori esclusi dalle direttive, per i quali comunque dovrebbero essere messe in pratica misure di contenimento.

Fatta questa premessa, appare comunque utile valutare la struttura del parco di generazione elettrica in Italia, paragonandolo a quello dei paesi menzionati in precedenza.

La Fig. 11.9 (a) mostra la quantità di CO₂ emessa in assoluto dal sistema elettrico nel 1990, 2000 e 2005. Essa rivela un ampio spettro di comportamenti, con una riduzione sensibile nel Regno Unito, un netto aumento in Spagna, un aumento più contenuto in Germania, Italia, e in molti altri paesi.

Come notato in precedenza, l'aumento delle emissioni italiane è da attribuire principalmente all'aumento della produzione, mentre la quantità di CO₂ emessa per unità di prodotto è diminuita, come si rileva dal grafico successivo (Fig. 11.9 (b)). Esso mostra le emissioni specifiche dagli impianti di produzione elettrica, cioè il quantitativo medio di CO₂ emesso per ogni kWh prodotto. Il grafico mostra che – con l'eccezione dell'Austria, paese eccezionalmente ricco di risorse idroelettriche – solo in alcuni paesi con significativa produzione nucleare si riesce ad ottenere valori di emissioni specifiche di CO₂ inferiori a quella italiana. (Francia, Svezia, Belgio, etc.). Se poi rapportiamo le emissioni alla sola produzione termoelettrica, notiamo che le emissioni specifiche italiane erano nel 1990, anno di riferimento per il protocollo di Kyoto, all'incirca i 2/3 di quelle di Germania, Regno Unito

e Polonia (i maggiori emettitori europei), e nonostante i grandi progressi di questi paesi, esse sono tuttora sensibilmente inferiori. Si può anzi affermare che le emissioni specifiche italiane dagli impianti termoelettrici sono fra le più basse d'Europa.

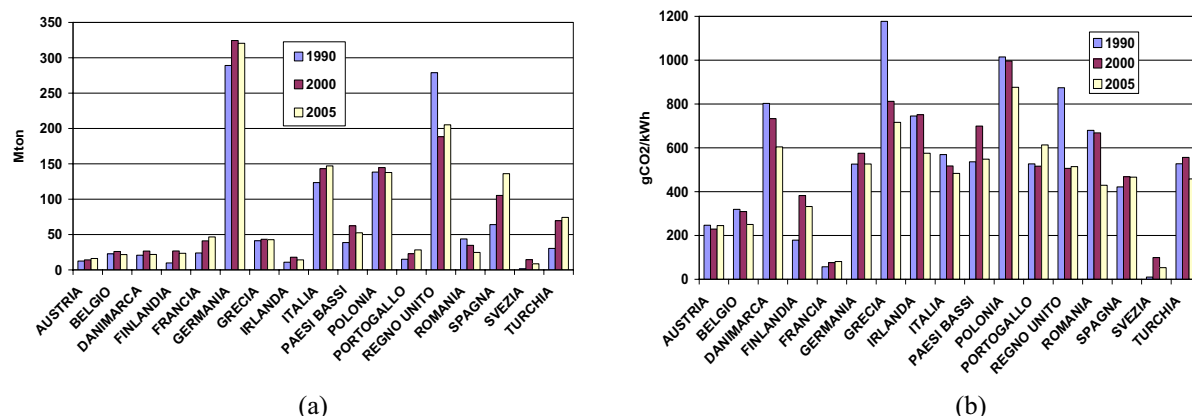


Fig. 11.9 (a) Emissioni di CO₂ nel 1990, 2000 e 2005 da parte di vari paesi europei e (b) rapportate all'intera produzione elettrica (fonte: *Eurelectric* (1990), *TERNA* (2000 e 2005)).

L'esame complessivo dei dati di produzione elettrica italiana ed il confronto con quella europea porta alla conclusione che ottenere riduzioni nelle emissioni di CO₂ in Italia – soprattutto in relazione alla situazione del 1990 – è molto più complesso che negli altri paesi, per una serie di buone ragioni:

- I consumi di energia elettrica pro capite erano nel 1990 piuttosto bassi, e pertanto era prevedibile un sensibile aumento dei consumi, come si è in effetti verificato, sia per l'auspicato sviluppo economico che nel frattempo c'è stato, che ha inciso sui consumi dell'industria e sui trasporti, sia per l'insorgere di nuove esigenze sociali, di maggior benessere e conforto negli edifici residenziali (condizionamento, etc.), mentre l'aumento della popolazione ha probabilmente svolto un ruolo minore, seppure non trascurabile.
- Le emissioni di CO₂ per unità di energia elettrica prodotta erano pure molto basse nel 1990, per la ridotta incidenza del carbone nel parco combustibili – caso unico fra i paesi industrializzati, con l'eccezione della Francia – e per la precoce penetrazione del gas naturale in sostituzione dell'olio negli impianti termoelettrici; ciò nonostante già si è ottenuta una certa diminuzione delle emissioni specifiche.
- Le emissioni specifiche attuali di CO₂ dagli impianti termoelettrici italiani sono mediamente tra le più basse di Europa, e quindi ogni ulteriore miglioramento della situazione non può che essere estremamente costoso oltre che tecnicamente difficile.

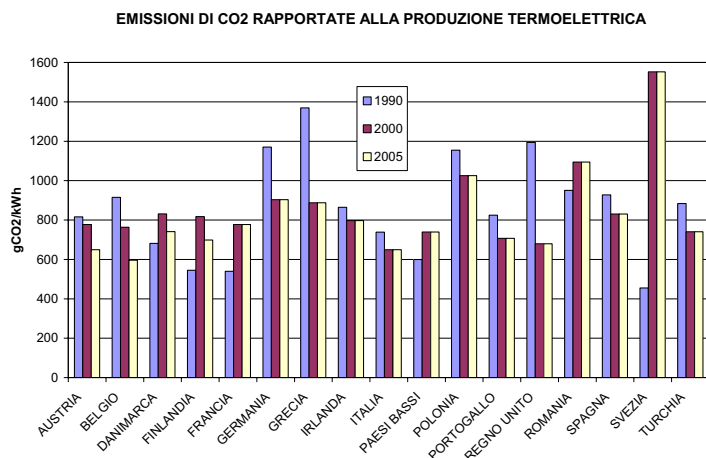


Fig. 11.10: Emissioni di gas serra nel 1990, 2000 e 2005 da parte di vari Paesi europei rapportate alla produzione termoelettrica (fonte: *Eurelectric* (1990), *TERNA* (2000 e 2005)).

11.7.4 Proiezione delle emissioni di CO₂ al 2020

In questo paragrafo si tenterà di dare una stima delle emissioni di CO₂ da parte del sistema elettrico italiano nel 2020. La stima sarà basata sulle previsioni di produzione effettuate nel paragrafo 11.6, nello scenario medio che vede una richiesta totale di energia di 413 TWh, e consisterà essenzialmente in una valutazione delle emissioni differenziali rispetto al 2006.

Tabella 11.4: *Differenziali di produzione previsti fra il 2006 ed il 2020 per fonte.*

	2006 [TWh]	2020 [TWh]	Differenziali [TWh]
Produzione rinnovabile	52,2	96	+43,8
Di cui da biomasse e rifiuti	6,7	16	+9,3
Idroelettrico da pompaggi	6,4	7	+0,6
Nucleare di importazione	45	60	+15
Produzione termica	255,4	250	-5,4
Solidi (carbone)	44,2	72	+27,8
Gas naturale	158,1	156,5	-1,6
Gas derivati	6,2	6,5	+0,3
Prodotti petroliferi	33,8		-33,8
Altri combustibili	12,1	13	+0,9
Altre fonti (calore residuo)	1	2	+1
TOTALE PRODUZIONE LORDA	359	413	+54

Per semplicità, la produzione di CO₂ da gas derivati verrà assimilata a quella dal gas naturale, e quella degli altri combustibili, in via conservativa, a quella del carbone. Inoltre non verrà considerata nel bilancio la quantità di CO₂ generata dalla combustione di biomasse e rifiuti. Per i rapporti fra le emissioni di CO₂ e l'energia prodotta utilizziamo i valori della Tabella 11.2, considerando, per semplicità, solo la situazione peggiore dal punto di vista delle emissioni, cioè lo scenario con la conversione a carbone di Porto Tolle, che appare invece preferibile dagli altri due fondamentali punti di vista della problematica energetica, ovvero l'economicità delle soluzioni e la sicurezza degli approvvigionamenti.

Si darà inoltre una stima delle emissioni aggiuntive in termini di MtCO₂/TWh, ipotizzando che tutta la produzione aggiuntiva sia originata da gas naturale, dalla direttiva 2003/87/EC, assumendo in particolare quelli previsti per il 2012⁶⁷.

Tabella 11.5: *Fattori di emissione per diversi combustibili e impianti.*

Fattore di emissione (Mton CO ₂ /TWh)	Carbone vapore	Olio vapore	Gas naturale		
			Ciclo comb.	vapore	Turbo gas
2004	0,896	0,694	0,374	0,459	0,404
2012	0,811	0,694	0,354	0,459	
2025	0,757	-	0,342		

Ne deriva che i soli termini da considerare e le relative emissioni differenziali sono quelli riportati nella Tabella 11.6. Il calcolo mostra che è possibile una leggera riduzione delle emissioni rispetto a quelle attuali.

Se l'obiettivo di non aumentare ulteriormente le emissioni rispetto al 2006 appare dunque perseguibile, assai più complesso appare invece quello di ridurle rispetto al 1990, per una serie di motivi in parte già discussi:

⁶⁷ In effetti per le nuove centrali a carbone di Civitavecchia e Porto Tolle il fattore di emissione previsto è di 0,77, quindi inferiore a quello della direttiva.

- l’aumento della richiesta di energia, che nel 2020 arriverà quasi a raddoppiare quella del 1990;
- il fatto che nonostante l’aumento di cui sopra, l’Italia si collochi tuttora fra i paesi più virtuosi sia in termini di energia richiesta per abitante, sia in termini di emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta.

In una prospettiva più lontana – ma non entro il 2020 – ciò potrà essere ottenuto con un’opportuna combinazione delle tre principali opzioni disponibili, vale a dire l’implementazione di tecnologie per la cattura ed il sequestro della CO₂, la realizzazione di un consistente parco di impianti nucleari e – se si verificasse una sostanziale riduzione dei costi – il ricorso al fotovoltaico. Nel breve termine l’unica politica praticabile sembra essere quella dell’acquisizione sul mercato di crediti di emissione, con un inevitabile aggravio dei costi di produzione.

Tabella 11.6: *Differenziali di produzione termoelettrica e emissioni fra 2006 e 2020.*

	Differenziale di produzione 2020-2006 (TWh)	Differenziale di emissioni 2020-2006 (Mton CO ₂)
Maggior produzione da carbone	28,7	23,3
Minor produzione da gas naturale	-1,6	-0,6
Minor produzione da prodotti petroliferi	-33,8	-23,5
Totale	+1,6	-0,8

11.8 LA RICERCA NEL SETTORE ELETTRICO

Molti dei temi importanti di ricerca nel settore elettrico sono già stati affrontati nei precedenti capitoli, in particolare per quanto riguarda gli sviluppi in corso ed attesi, in un futuro più o meno lontano, nei settori della generazione da fonti rinnovabili e del nucleare.

Esistono tuttavia due temi specifici su cui vale la pena di soffermarsi. Il primo è quello legato allo sviluppo delle reti di distribuzione, di cui si parla brevemente nel seguito. Il secondo è quello del sequestro della CO₂, a cui è dedicato l’intero capitolo che segue.

La problematica delle reti di distribuzione, sia a bassa (380 V) che a media tensione (15/132 kV) riguarda principalmente il fatto che le reti attuali non sono progettate per accettare una componente significativa di generazione distribuita. La struttura di tutto il sistema elettrico è di tipo “a cascata”. L’energia prodotta viene immessa nella rete ad alta tensione (380/220 kV), trasportata dai luoghi di produzione a quelli di utilizzo, progressivamente riportata verso livelli di tensione inferiori e infine distribuita agli utilizzatori. Questo sistema è relativamente poco costoso (ad esempio non richiede un eccessivo livello di interconnessione alle basse tensioni). Inoltre permette un controllo abbastanza semplice delle caratteristiche dell’energia fornita (ad esempio il livello di tensione sulla rete può essere garantito agendo sui dispositivi delle cabine di trasformazione); a questo corrisponde la possibilità di attribuire precise responsabilità al distributore relativamente alla qualità del servizio. Infine offre un elevato livello di sicurezza nel caso che siano richiesti interventi manutentivi sulla rete.

Con la diffusione di sistemi di generazione distribuita, di qualunque tipo essi siano, dai sistemi cogenerativi alimentati a gas naturale o biocombustibili ai pannelli fotovoltaici, diventerà sempre più frequente il caso di reti di distribuzione in cui l’energia generata supera quella utilizzata, con la conseguente necessità di far fluire l’energia verso livelli di tensione superiore, rivedendo le caratteristiche dei sistemi di protezione di cabina. La diffusione di dispositivi alimentati da fonti “non dispacciabili”, quella eolica in particolare, metterà la rete a rischio di sbalzi improvvisi; eventi di questo tipo si sono verificati ad esempio in Germania. Da qui la necessità di introdurre accumulatori di energia, che abbiano un effetto di

smorzamento al verificarsi di eventi improvvisi ed imprevedibili. Se si eccettuano i grandi accumuli idraulici a pompaggio, che però riguardano più la trasmissione che la distribuzione, e sono finalizzati a livellare il più possibile il carico fra il giorno e la notte, i dispositivi di accumulo sono oggi praticamente inesistenti, non solo, le tecnologie esistenti attualmente sono tutte piuttosto costose e non sono adatte per accumuli di taglia medio-grande.

Sarà infine necessario rivedere anche la situazione normativa, al fine di individuare una corretta ripartizione della responsabilità di gestione della rete fra il distributore ed i produttori allacciati alla media e bassa tensione.

Su questi temi è di recente partito il progetto europeo ADDRESS, coordinato da ENEL, e con la partecipazione di altre importanti compagnie europee quali EDF, Iberdrola, Siemens. Si tratta del primo passo in una direzione che richiederà comunque un grande impegno da parte di tutta la comunità scientifica che opera nel settore, oltre ad importanti investimenti.

APPENDICE: DATI DI RIFERIMENTO

Le fonti di dati utilizzati sono riportate nelle didascalie di ogni figura. Per quanto riguarda i dati della produzione elettrica, i criteri seguiti nella scelta dei dati di partenza sono i seguenti:

- Ogni volta che è stato possibile si è fatto riferimento ai dati statistici messi in rete dalla società TERNA, la società a maggioranza pubblica che regola la produzione di energia elettrica in Italia (sito web www.terna.it). In generale si tratta di dati elaborati direttamente dalla società, in alcuni casi essi sono ripresi da altre fonti, comunque citate nel sito web.
- I confronti internazionali sono basati, oltre che sui dati TERNA, anche sui dati statistici disponibili presso la Direzione Energia e Trasporti della Commissione Europea, all'indirizzo http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/pocketbook/2006_en.htm. In alcuni casi si riscontrano delle modeste discordanze che non alterano i risultati dell'analisi.

La situazione è abbastanza più complessa per quanto riguarda i dati relativi alle emissioni di CO₂. In generale ci si è attenuti ai seguenti criteri:

- Per le emissioni globali dei sistemi energetici dei vari paesi europei si sono utilizzati i dati statistici della Commissione Europea, prelevati dal sito già menzionato; questi valori non includono i bunkeraggi marittimi e risultano inferiori a quelli di altre fonti.
- Per le emissioni associate ai sistemi elettrici ci si è attenuti ai dati TERNA, ad eccezione che per l'anno 1990, per il quale i dati sono prelevati dal rapporto “*Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020)*”, sinteticamente denominato “EURPROG 2005”, redatto dall’EURPROG Network of Experts per Eurelectric, l’associazione che riunisce le compagnie elettriche europee.
- Infine per i contributi dei vari settori alle emissioni di CO₂ in Italia si è fatto ricorso ai dati del “Rapporto Energia e Ambiente” pubblicato dall’ENEA per il Ministero dello Sviluppo Economico nel mese di aprile 2007.

In generale per questi dati si rileva una certa variabilità in funzione delle fonti. Si sono rilevati scostamenti anche dell'ordine del 10%, sufficienti in alcuni casi ad invertire i trend. La cosa è comprensibile se si considera che questi dati non derivano da misure dirette ma sono frutto di complesse elaborazioni, molto influenzate dalle ipotesi di partenza.

12. Cattura e sequestro della CO₂

Sommario

Data la forte dipendenza del sistema italiano dai combustibili fossili (nella produzione industriale, nel riscaldamento degli edifici e nei trasporti), dipendenza ineliminabile nel breve e medio termine, uno dei contributi più rilevanti alla riduzione del livello globale di emissioni di CO₂ potrebbe venire dalle tecnologie di cattura e sequestro della CO₂. Si tratta di diversi processi industriali che si propongono il comune obiettivo di catturare la CO₂ alla sorgente – prima o dopo la combustione – trasportarla dalle centrali al luogo di stoccaggio e quindi iniettarla in adatte strutture sotterranee studiate e certificate in precedenza.

Sebbene abbastanza note e anche testate in piccola scala, queste tecnologie hanno un costo ancora molto elevato, per cui sono indispensabili ulteriori ricerche prima che si possa pensare ad una applicazione commerciale su grande scala. Il costo della tecnologia è attualmente dovuto in massima parte alla cattura della CO₂, che assorbe da sola più dei due terzi del costo totale, mentre il trasporto incide in media per il 10% e lo stoccaggio per circa il 20%.

Varie iniziative sono attualmente in corso in Italia, in particolare da parte di ENEL, che ha in programma la realizzazione di un impianto dimostrativo in grado di trattare 1Mt/anno di CO₂. Da segnalare anche il recente accordo fra ENEL ed ENI con l'obiettivo di stabilire importanti sinergie, unendo le competenze presenti nelle due aziende rispettivamente nei settori della cattura e del sequestro geologico.

12.1 INTRODUZIONE

È ormai ampiamente diffusa l'ipotesi che esista un legame abbastanza stretto fra le modifiche dell'equilibrio ambientale e climatico del pianeta e l'alterazione della composizione atmosferica, in particolare l'arricchimento in concentrazione di CO₂, dovuto al crescente utilizzo di combustibili fossili, carbone, petrolio e gas naturale, nella produzione industriale, nel riscaldamento degli edifici e nei trasporti.

Sebbene l'ipotesi di questo legame non sia ancora pienamente condivisa nel mondo scientifico e sebbene la reale intensità di queste alterazioni non sia ancora stata chiarita, si è ritenuto indispensabile adottare a livello internazionale, e in particolare nell'ambito dell'Unione Europea, una serie di misure indirizzate al contenimento del fenomeno, mirando a uno sviluppo sostenibile che integri evoluzione tecnologica e rispetto per l'ambiente.

La politica energetica internazionale negli ultimi anni ha registrato notevoli progressi ufficializzati nel 1997 con la ratifica del Protocollo di Kyoto attraverso il quale i Paesi industrializzati si sono impegnati a ridurre, rispetto al 1990, le emissioni di almeno il 5% in media nel periodo 2008-12.

Uno dei contributi più rilevanti alla riduzione del livello globale di emissioni di CO₂ può venire senza dubbio dalle tecnologie di cattura e sequestro della CO₂ (*Carbon Capture and Storage*, CCS). Si tratta di diversi processi industriali che si propongono il comune obiettivo di catturare la CO₂ alla sorgente – prima o dopo la combustione – trasportarla dalle centrali al luogo di stoccaggio e quindi iniettarla in adatte strutture sotterranee studiate e “certificate” in precedenza. Sebbene abbastanza note e anche testate in piccola scala, il costo di queste tecnologie è ancora molto elevato, per cui sono indispensabili ulteriori ricerche prima che si possa pensare ad una applicazione commerciale su grande scala. Il costo della tecnologia è attualmente dovuto in massima parte alla cattura, che assorbe da sola più dei due terzi del costo totale, mentre il trasporto incide in media per il 10% e lo stoccaggio per circa il 20%. Nel seguito si dà una breve descrizione delle principali linee di ricerca attive a livello internazionale e che appaiono di volta in volta maggiormente

competitive l'una rispetto all'altra a seconda che ci si riferisca ad impianti nuovi ovvero ad interventi su impianti esistenti.

12.2 LA CATTURA DELLA CO₂

Le tecniche più mature per la cattura della CO₂ prevedono la cattura del gas o prima o dopo la combustione. Impianti che utilizzano queste tecnologie a scopo dimostrativo sono in esercizio, in corso di realizzazione o programmati in vari paesi, inclusa l'Italia.

Un altro approccio – la cosiddetta ossicombustione – prevede la combustione in atmosfera di ossigeno e CO₂; questa tecnologia è la più promettente in termini di basso costo unitario di cattura ma è ancora allo studio, e sono stati messi in funzione solo piccoli impianti sperimentali, fra cui uno in Italia.

Nella seguente figura sono riportati gli schemi relativi alle tre differenti tecnologie.

Esistono anche altri concetti di combustione, in cui si evita il contatto diretto del combustibile con l'aria. Ad esempio, nel cosiddetto “*chemical looping*”, l'ossigeno viene trasportato in camera di combustione da un composto intermedio, tipicamente un ossido. In questo modo si ottiene in uscita dalla camera di combustione un flusso di gas con caratteristiche simili a quelle dell'ossicombustione. Su queste tecnologie non ci si soffermerà ulteriormente in quanto la loro maturazione si colloca temporaneamente più avanti rispetto a quelle già citate.

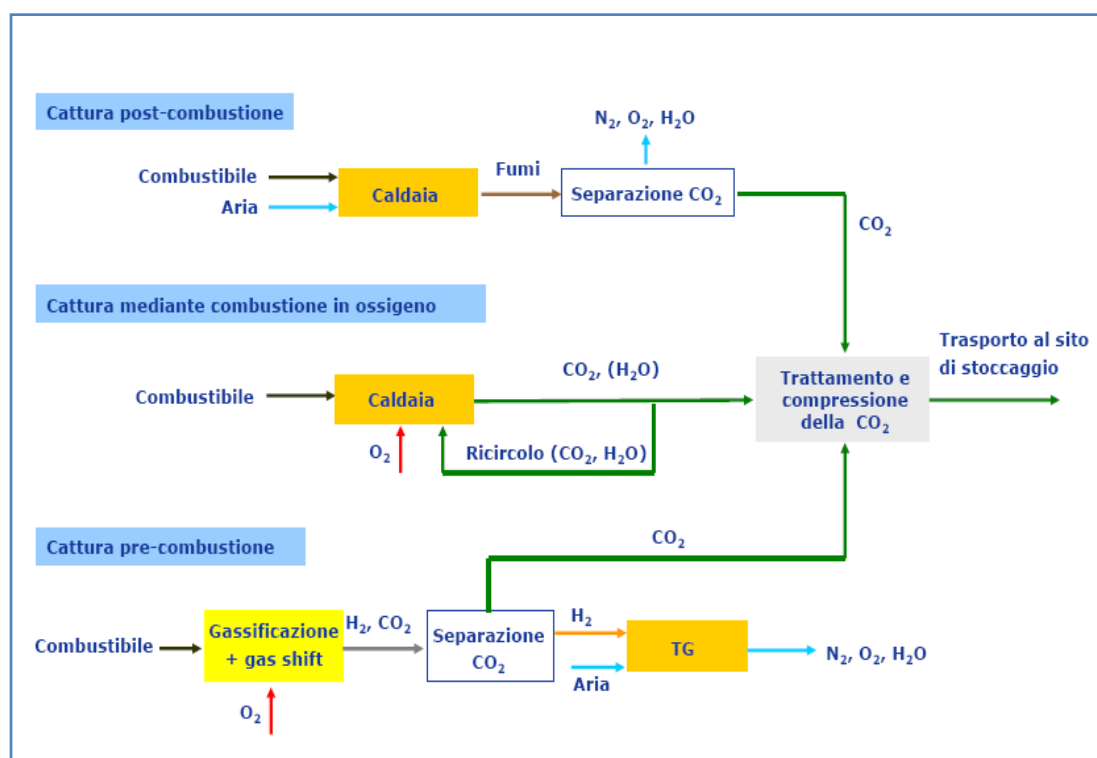


Fig. 12.1: Tecniche di cattura della CO₂.

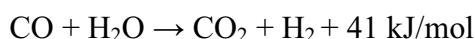
a) Cattura post-combustione

Nella cattura post-combustione, la CO₂ è separata dagli altri gas di combustione. La cattura della CO₂ può essere effettuata sfruttando diversi processi tra cui l'assorbimento (chimico e fisico), l'adsorbimento, la liquefazione, la criogenia e l'uso di filtri a membrana. La scelta delle diverse tecnologie è effettuata sulla base delle proprietà del gas di combustione come temperatura, pressione, concentrazione ecc.

Dal momento che il gas di combustione emesso dalle centrali elettriche, a pressione atmosferica, ha una concentrazione relativamente bassa di CO₂, il processo più adatto risulta essere quello dell'assorbimento in soluzione acquosa di ammine. Il gas di combustione è raffreddato e sottoposto ad una serie di trattamenti di pulizia e purificazione e successivamente viene convogliato verso l'impianto di cattura post-combustione. Esso è costituito essenzialmente da due elementi l'*absorber*, in cui la CO₂ è separata dalle ammine, e lo *stripper*, un rigeneratore in cui vengono recuperate le ammine utilizzate ad una temperatura di circa 120°C. Nonostante il processo di rigenerazione provochi una notevole riduzione di efficienza della centrale, poiché la cattura post-combustione interferisce solo marginalmente con tutte le operazioni della centrale, essa risulta la tecnologia più adatta già disponibile per l'implementazione su centrali elettriche già esistenti. La CO₂ così catturata viene essiccata, compressa e trasportata al sito di stoccaggio.

b) Cattura pre-combustione

Nella cattura pre-combustione, la CO₂ è rimossa prima della combustione. Per il carbone questo processo può essere effettuato tramite la gassificazione (*Integrated Gassification Combined Cycle*, IGCC); il CO prodotto nel processo è fatto reagire con il vapore per produrre H₂ e CO₂ allo stato gassoso secondo la reazione



nota con il nome di “*water gas reaction*” o “*CO shift*”. La CO₂ prodotta può essere rimossa a alta concentrazione (circa 30% vol del gas totale) e ad alta pressione (20-30 bar) tramite l'assorbimento fisico. Le ricerche in corso suggeriscono che in futuro sarà possibile separare l'idrogeno dalla miscela di CO₂-H₂ utilizzando filtri a membrana con selettività più elevata rispetto a quelli attualmente presenti sul mercato. L'idrogeno così ottenuto è usato come combustibile per la turbina a gas mentre la CO₂ è liquefatta per il trasporto e lo stoccaggio.

A causa della complessità del processo e dell'elevato costo non ci sono applicazioni che utilizzano questa tecnica, sebbene la cattura della CO₂ ad alta concentrazione e ad alta pressione implichi un minore costo del processo ed un minore consumo di energia.

c) Ossicombustione

Un approccio alternativo per la rimozione della CO₂ dal gas di combustione è dato dall'uso dell'ossigeno per la combustione anziché l'aria, che contiene circa il 79% per volume di azoto che diluisce il gas di combustione. L'utilizzo dell'ossigeno quasi puro (tra 95 e 99%) genera un gas di combustione composto principalmente da CO₂, vapore acqueo e piccole quantità di impurità come SO_x e NO_x. In questo caso, per controllare la temperatura di combustione, una porzione del gas di combustione è riciclato nel processo di combustione, che avviene a pressioni elevate. Dopo la condensazione del vapore acqueo presente nel gas di combustione e la rimozione delle impurità, la CO₂ può essere inviata allo stoccaggio. Il processo di condensazione dell'aria per ottenere l'ossigeno è stato già applicato a scala industriale su alcune centrali con una produzione di 5000 tonnellate di O₂ al giorno, il che corrisponde ad una richiesta di potenza circa 300 MWe. Già questo evidenzia il principale problema di questa tecnologia, che comporta un alto livello di consumi energetici.

12.3 IL TRASPORTO DELLA CO₂

Dopo la cattura la CO₂ deve essere compressa ed essiccata, per evitare processi di corrosione e precipitazione, prima di essere trasportata via nave o gasdotto verso il sito di stoccaggio. Questo processo richiede una notevole quantità di energia che a sua volta determina una riduzione dell'efficienza in potenza della centrale elettrica di circa 3-4 %. Al

momento non è chiaro quali siano le impurità accettate nella cattura della CO₂ da un punto di vista tecnico, ecologico e legale. Pertanto ricerche sono necessarie per definire i requisiti di purezza della CO₂ per le differenti metodologie di trasporto e di stoccaggio.

12.4 IL SEQUESTRO DELLA CO₂

L'attuale richiesta di CO₂ per impieghi industriali non riuscirebbe ad assorbire le enormi quantità accumulate durante il suo sequestro con le tecniche sopra descritte, pertanto risulta necessario prendere in considerazione tutte le forme di sequestro del carbonio, in particolare quello geologico.

Attraverso lo sviluppo di esperimenti e di tecnologie affinate sul campo, è necessario valutare e aumentare la capacità di stoccaggio di tutti i potenziali serbatoi e di espandere il numero ed il tipo di riserve dove il sequestro della CO₂ sia una pratica economicamente sostenibile.

In ambito di sequestro geologico si possono individuare diverse tipologie di siti idonei: giacimenti di petrolio e gas esauriti; acquiferi salini profondi, giacimenti di carbone non sfruttabili e nelle formazioni scisto-argillose con un elevato contenuto organico e altre opzioni ancora. Ogni tipo di formazione sfrutta dei principi diversi per fissare la CO₂ e conseguentemente ogni tipo di sito richiede un'attività di ricerca specifica.

Un contributo può venire anche dall'assorbimento del carbonio negli ecosistemi terrestri, altamente correlato con i fondamentali obiettivi della silvicoltura e dell'agricoltura nel tentativo di integrare la produzione, la conversione e l'uso di energia con il ripristino dei terreni.

Citiamo infine anche la possibilità del sequestro oceanico, che ha un potenziale enorme per lo stoccaggio della CO₂, ma per il quale non vi sono ancora le conoscenze scientifiche adeguate. Allo stato attuale si stanno svolgendo esperimenti di laboratorio mirati a comprendere le interazioni fisico-chimiche tra la CO₂ e l'acqua di mare soprattutto per quanto riguarda la formazione di idrati di CO₂.

Parallelamente allo studio delle diverse forme di sequestro del carbonio è necessario sviluppare metodologie che permettano di:

- misurare la quantità di CO₂ immagazzinata in uno specifico sito designato per il sequestro,
- monitorare in tale sito le fuoriuscite di CO₂,
- monitorare il deterioramento col tempo dello stato dello stoccaggio,
- verificare se la CO₂ immagazzinata è innocua per l'ecosistema ospite.

12.5 LA SITUAZIONE DELLA RICERCA IN ITALIA

L'impiego delle tecnologie CCS nella generazione elettrica ha un'importanza particolare per l'Italia la quale, a seguito della rinuncia all'impiego della fonte nucleare, dipende dai combustibili fossili più della maggior parte degli altri Paesi europei.

Sebbene le tecnologie CCS siano applicabili in linea di principio a tutti i combustibili fossili, in prima istanza si dovrà pensare ad un'applicazione agli impianti a carbone sia per l'importanza che questo combustibile ha nel garantire la sicurezza energetica dell'Italia (la crescente dipendenza dal gas naturale espone infatti il Paese a gravi rischi sia in termini di sicurezza degli approvvigionamenti che di costo dell'energia), sia perché l'efficienza di questi processi è tanto maggiore quanto più alto è il contenuto di carbonio nel combustibile.

Le maggiori iniziative per lo sviluppo e la dimostrazione delle tecnologie CCS alla produzione termoelettrica, da carbone in particolare, sono state prese in Italia dall'ENEL, che intende giocare un ruolo di primo piano con la realizzazione di alcuni progetti dimostrativi. A tal proposito l'ENEL ha in programma la realizzazione di un progetto dimostrativo di cattura post-combustione e di stoccaggio geologico della CO₂, in un sito da definire. L'impianto è

progettato per trattare circa il 30% dei gas che fuoriescono da un'unità da 660 MWe, corrispondente a circa 1 Mt/a di CO₂, che sarà trasportata fino al sito di stoccaggio e iniettata in serbatoi sotterranei della tipologia nota come acquiferi salini profondi.

La realizzazione di questo progetto sarà preceduta dalla costruzione di un impianto pilota da 10.000 Nm³/h presso la centrale di Brindisi (che sarà operativo dagli inizi del 2009), per validare i principi fondamentali del processo e i criteri per la progettazione dell'impianto dimostrativo.

Parallelamente nel 2006 l'ENEL ha avviato, in collaborazione con l'ENEA ed ITEA (un'impresa italiana del gruppo Sofinter), un progetto dimostrativo di un sistema di combustione in ossigeno basato su un processo pressurizzato ossigeno-carbone sviluppato da ITEA. La tecnologia, già provata per il trattamento termico dei rifiuti, realizza un processo "flameless" di combustione ossigeno-carbone in un reattore pressurizzato (fino a 10 bar). All'uscita della caldaia è disponibile un flusso di CO₂ pressurizzato e molto concentrato, che può essere facilmente catturato, riducendo la penalizzazione energetica connessa alla compressione della CO₂, necessaria per il trasporto e l'iniezione in siti sotterranei.

L'ENEL è anche interessata allo sviluppo della tecnologia di cattura pre-combustione e sta valutando la possibilità di partecipare a uno dei progetti annunciati a livello internazionale per la realizzazione di un impianto dimostrativo ZEIGCC (*Zero Emission Integrated Gasification Combined Cycle*).

Da segnalare infine il recentissimo accordo fra ENEL ed ENI, che ha l'obiettivo di stabilire importanti sinergie, unendo le competenze sviluppate in ENEL nel settore della cattura a quelle presenti in ENI soprattutto nel settore delle perforazioni e del sequestro geologico.

12.6 PROSPETTIVE PER L'APPLICAZIONE

L'applicazione delle tecnologie CCS alla produzione elettrica richiede un importante sforzo in termini sia di ricerca che di investimenti industriali, ma richiede anche il coinvolgimento dell'intero sistema paese. Essa potrà, infatti, essere realizzata soltanto se verranno tempestivamente modificate una serie di disposizioni legislative (in particolare quelle concernenti i rifiuti e l'acqua) che rendono al momento impossibile il trasporto e lo stoccaggio geologico della CO₂.

Attualmente la Commissione Europea sta lavorando su questo tema al fine di chiarire sotto quali condizioni la CO₂ può essere immagazzinata. Seguirà l'approvazione delle direttive agli Stati Membri per quanto riguarda la selezione dei siti di stoccaggio, il loro esercizio, le attività di controllo e quelle di chiusura e di post-chiusura, compresa la gestione delle responsabilità a lungo termine.

È pertanto evidente che solo l'impegno coordinato di tutti i soggetti interessati – governo, amministrazioni locali, industria, istituzioni di ricerca – potrà consentire di raggiungere un obiettivo così ambizioso.

13. L'idrogeno come vettore

Sommario

L'idrogeno non è una fonte di energia ma un vettore energetico, attualmente di minore importanza rispetto ad altri vettori quali i prodotti petroliferi, l'energia termica e l'energia elettrica.

A parte i suoi impieghi diretti in una serie di tecnologie chimiche diversificate, il suo impiego principale nell'ambito energetico riguarda la produzione di carburanti, attraverso l'idrogenazione degli oli pesanti al fine di migliorare la produzione di altri prodotti petroliferi di maggior interesse commerciale.

Nel settore energetico ha suscitato grandi aspettative il suo eventuale impiego come surrogato dei prodotti petroliferi per autotrazione, anche se sino ad ora tali aspettative non hanno avuto un concreto riscontro.

13.1 INTRODUZIONE

Come detto nel capitolo precedente, solo una piccola parte dell'energia raggiunge gli utilizzatori finali nella stessa forma in cui è disponibile alla fonte. I principali vettori impiegati nei moderni sistemi energetici sono i prodotti petroliferi (benzina, gasolio, GPL, etc.), l'energia termica, l'energia elettrica e l'idrogeno.

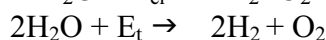
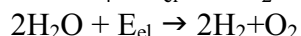
In questo capitolo ci si concentrerà sull'idrogeno per le grandi aspettative che il suo eventuale impiego ha fatto emergere come surrogato dei prodotti petroliferi per autotrazione.

13.2 MODALITÀ DI PRODUZIONE DELL'IDROGENO

L'idrogeno è attualmente un vettore energetico di minore importanza. A parte i suoi impieghi diretti in una serie di tecnologie chimiche diversificate, il suo impiego principale nell'ambito energetico riguarda la produzione di carburanti, attraverso l'idrogenazione degli oli pesanti al fine di migliorare la produzione di altri prodotti petroliferi di maggior interesse commerciale. Il suo ruolo potenziale nel settore energetico merita solo di essere preso in considerazione delle grandi aspettative che il suo eventuale impiego ha fatto emergere come surrogato dei prodotti petroliferi per autotrazione, anche se sino ad ora tali aspettative non hanno avuto un concreto riscontro.

L'idrogeno molecolare è un ottimo combustibile, non è tossico e, bruciando, non inquina, nel senso che produce solo acqua (al massimo favorisce la formazione degli ossidi di azoto). Se poi viene combinato elettrochimicamente in una cella a combustibile per produrre elettricità, si ha solo emissione di vapore acqueo. Il rovescio della medaglia è che l'idrogeno gassoso non esiste sulla Terra, se non in piccola percentuale nella composizione dell'aria, e quindi deve essere prodotto ricavandolo da composti idrogenati.

Per produrlo occorre o scindere il metano (o altri combustibili fossili) con vapore caldo ("steam reforming") o fare l'elettrolisi (o la "radiolisi") dell'acqua, oppure scindere per via termica (con grandi quantità di calore) l'acqua. Schematicamente le reazioni chimiche corrispondenti sono:



Nel primo caso si produce CO_2 e quindi non si risolve ma si aggrava il problema delle emissioni. Negli altri casi occorre utilizzare energia che non sia di per sé produttrice di CO_2 (quindi solare, eolica o nucleare). Il bilancio energetico è, in ogni caso, *negativo* (si spende più energia di quanta se ne ottenga) e, pertanto esso dovrà essere compatibile con la produzione di energia primaria utilizzata. Le energie rinnovabili, *pur essendo intermittenti*,

possono essere utilizzate quando sono disponibili, opportunisticamente, accumulando l'idrogeno prodotto per essere usato quando richiesto.

Gli impianti nucleari, invece, possono essere *operati regolarmente a piena potenza* (e quindi con la massima convenienza economica) utilizzando tutta l'energia non richiesta dalla rete per alimentare le celle elettrolitiche che producono idrogeno oppure fornire il calore necessario per la scissione termica. I reattori innovativi della IV generazione tengono conto anche di questa possibilità. Francia e USA vanno in questa direzione.

L'idrogeno quindi non è una fonte di energia ma un vettore energetico, conveniente per vari motivi (in particolare per la sua utilizzazione nel settore dei trasporti) se si riesce a produrlo a basso costo (per esempio dal nucleare).

Alcuni dati significativi:

- Per produrre 1 m³ di idrogeno per via elettrolitica servono da 4 a 5 kWh. Al costo medio di produzione del kWh che si registra in Italia (0.06 euro), l'idrogeno costerebbe circa 0.29 euro/m³, ovvero il 30% in più del metano.
- Considerando che 1 m³ di idrogeno contiene 89,89 g e che l'idrogeno ha un potere calorifico di 28.660 kcal/kg, con 1 m³ si producono 2.576 kcal. L'idrogeno ha quindi un potere calorifico pari a un terzo del metano (il cui potere calorifico è 8.250 kcal/m³).
- L'energia necessaria per produrre idrogeno per via elettrolitica è 1,5 volte quella (2.576 kcal) che si può poi ottenere dalla sua combustione⁶⁸.

13.3 IMMAGAZZINAMENTO DELL'IDROGENO

Una volta prodotto, l'idrogeno deve essere immagazzinato, un problema, questo, tutt'altro che risolto a causa di alcune caratteristiche di questo gas. L'idrogeno deve essere compresso ad alte pressioni (tipicamente diverse centinaia di atmosfere) o liquefatto a basse temperature (inferiori a -250°C) per essere confinato in un volume ragionevolmente piccolo (si pensi che a parità di pressione e volume l'idrogeno contiene un terzo dell'energia contenuta nel metano, mentre la densità di energia dell'idrogeno liquido è un terzo di quello della benzina). La molecola di idrogeno è piccola ed è soggetta a dispersioni più facilmente di quanto non lo siano i combustibili più tradizionali. Essa diffonde facilmente anche all'interno della struttura metallica dei contenitori, che perciò devono essere costruiti con particolari tipi di acciai o altri materiali speciali, risultando così ben più pesanti di quelli usati per i combustibili tradizionali. Rispetto a questi ultimi, l'idrogeno ha più basse soglie di esplosività e di infiammabilità (cioè concentrazioni nell'aria al di sopra delle quali il gas esplode o si incendia). La facilità ad infiammarsi, soprattutto, crea le maggiori preoccupazioni: se l'idrogeno si infiamma, il fuoco si diffonde con una velocità 10 volte maggiore di quanto non accada quando si brucia metano o benzina.

I contenitori per l'immagazzinamento di idrogeno sono più voluminosi e più pesanti di quelli per i combustibili liquidi o per il gas naturale compresso: tipicamente, un serbatoio contenente idrogeno al 12% in peso e alla pressione di 340 atmosfere pesa 32 kg e ha un volume di 182 l, ridotti a 28 kg e 116 l con l'idrogeno liquido (comunque la soluzione dell'idrogeno compresso è preferibile a quella dell'idrogeno liquefatto, anche perché l'energia richiesta per la compressione, se pur elevata, è significativamente inferiore a quella richiesta per la liquefazione). A titolo di confronto, un serbatoio per combustibili tradizionali equivalente rispetto all'energia immagazzinata peserebbe, incluso il combustibile, 25 kg e occuperebbe un volume di 25 l. Una promettente tecnologia di immagazzinamento sembra

⁶⁸ È opportuno osservare che l'energia necessaria per produrre idrogeno per via elettrolitica è 1,5 volte quella (2.576 kcal) che si può ottenere dalla sua combustione. Pertanto, se si trasforma quest'ultima in energia elettrica, come nel caso delle celle a combustibile, proposte anche per l'autotrazione, si ottengono 16 kWh per kg di idrogeno, quando per produrlo ne sono richiesti oltre 50 kWh.

essere quella che coinvolge l'uso di nanostrutture di grafite, ma per il momento la loro realizzabilità può considerarsi ancora di là da venire.

I problemi di sicurezza non vanno trascurati. L'idrogeno brucia con una fiamma quasi invisibile e irradia poco calore, rendendo difficoltoso il rilevamento di eventuali incendi, soprattutto di giorno, ma l'uso di rivelatori di radiazione infrarossa o di speciali pitture sensibili al calore, permetterebbe una più facile rilevabilità in caso di incendi. Nel complesso, si può dire che vi è sufficiente fiducia nella possibilità di usare in modo sicuro questo combustibile, a patto di rispettarne le quasi uniche proprietà; anzi, con un'appropriata ingegneria, la sicurezza di veicoli equipaggiati con celle a combustibile potrebbe essere superiore a quella degli attuali veicoli a combustibili tradizionali.

13.4 L'IDROGENO COME COMBUSTIBILE

Quelle della produzione, distribuzione e immagazzinamento dell'idrogeno sono solo metà della sfida con cui confrontarsi per sviluppare l'uso dell'idrogeno in alternativa ai combustibili tradizionali: bisogna anche disporre dell'adeguata tecnologia per renderne operativo l'uso. Di queste, la più promettente sembra essere quella delle pile a combustibile, un sistema elettrochimico che converte energia chimica in energia elettrica, utilizzabile sia per centrali elettriche sia nel settore dei trasporti. Il loro rendimento è eccellente: fino al 60% dell'energia disponibile viene convertita in elettricità (per confronto, motori a idrogeno a combustione interna hanno un'efficienza di circa il 45% che è già del 20-25% superiore a quella dei motori che usano combustibili tradizionali).

La pila a combustibile differisce dalla batteria tradizionale: in quest'ultima l'energia chimica è trasformata in energia elettrica e il fenomeno è reversibile, nel senso che quando la batteria è scarica essa deve essere ricaricata mediante apporto di energia elettrica; in una centrale termica l'elettricità è prodotta dal calore che proviene dalla combustione del carburante: nella pila a combustibile il carburante viene convertito direttamente in acqua, senza combustione, grazie ad una reazione elettrochimica e con produzione di elettricità.

Anche se il principio delle celle a combustibile è noto da 160 anni, le prime applicazioni sono emerse solo in seguito all'avvio dei programmi spaziali negli anni sessanta e settanta, e solo più recentemente si sono investite risorse per cercare di renderle commerciabili e candidate per la costruzione di autoveicoli a emissione zero. Il loro costo è tuttavia ancora elevato (da 1000 a 10.000 €/kW) e ne sarebbe necessaria una riduzione di uno o due ordini di grandezza prima che esso possa essere competitivo per le applicazioni nel settore dei trasporti. Comunque, le ragioni economiche e di mercato sembrano non poter ancora, da sole, condurre a una significativa transizione dagli attuali combustibili all'idrogeno. Ciò potrà avvenire in conseguenza di decisioni politiche e programmazioni a base di incentivi (come avviene per le nuove energie rinnovabili).

14. Efficienza e risparmio energetico

Sommario

La sfida dei prossimi anni riguarda il governo della domanda di energia per poterla utilizzare in modo efficiente. Occorre anche porsi l'obiettivo di un uso limitato a quando l'energia veramente serve e a un impiego al livello in cui è realmente necessaria. Una simile sfida potrebbe consentire enormi risparmi economici, ma dovrebbe essere affrontata in modo più ampio che non con la semplice introduzione di tecnologie sempre più efficienti, che pure potrebbe portare a straordinari risultati.

Con il risparmio energetico si potrebbe incrementare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e, al contempo, la competitività del sistema produttivo stimolando il mercato delle tecnologie e dei prodotti a elevato rendimento energetico.

14.1 INTRODUZIONE

La fine dell'energia a basso prezzo e la necessità di ridurre le emissioni dei gas serra, hanno ridato slancio negli ultimi anni alle politiche per innalzare l'efficienza energetica degli usi finali e per il risparmio energetico in generale. "Fare di più con meno" titola il Libro verde sull'efficienza energetica diffuso nel 2005 dalla Commissione Europea. Questa è la sfida che dovrà vedere impegnate intelligenze, competenze, capitali nei prossimi anni.

In realtà c'è chi contesta l'attenzione eccessiva data al miglioramento dell'efficienza degli usi, senza che venga rimesso in discussione l'ammontare complessivo dell'energia utilizzata. Si potranno anche produrre autoveicoli estremamente efficienti, ma senza una riflessione più complessiva sul governo della mobilità li troveremo intrappolati in un gigantesco ingorgo. Come ricordava l'economista Herman Daly, si può anche sistemare in maniera ottimale il carico di una nave, ma se il peso è eccessivo questa affonderà in maniera ottimale.

Le ragioni che spingono verso un migliore utilizzo dell'energia sono molteplici. Dal punto di vista economico gli interventi di efficienza sono generalmente competitivi, spesso con costi dimezzati, rispetto all'utilizzo dell'energia. C'è poi un aumento della resilienza delle nostre società, grazie a una più elevata sicurezza energetica e alla riduzione delle importazioni. È così possibile dirottare ingenti capitali dall'acquisto di combustibili fossili dall'estero verso comparti industriali innovativi, con significative ricadute occupazionali. Non va infine dimenticato il vantaggio ambientale legato sia al miglioramento della qualità dell'aria su scala locale che alla riduzione delle emissioni dell'anidride carbonica (che peraltro è quotata intorno a 20 €/t).

Dunque l'efficienza presenta un vantaggio netto per la collettività, per i singoli utenti e per l'ambiente. Ma quali spazi di intervento esistono? È possibile aumentare notevolmente l'efficienza degli usi finali grazie a tecnologie disponibili ma che non riescono a diffondersi a causa di imperfezioni del mercato. Si tratta quindi di capire in quale modo favorire il loro utilizzo rimuovendo le barriere che ne rendono marginale la diffusione.

Per ottenere risparmi significativi, pensiamo al 20% di riduzione dei consumi rispetto allo scenario tendenziale previsto dall'Unione Europea al 2020, occorre comunque un approccio sistemico che consenta di incidere non solo sulle singole tecnologie ma sull'intero contesto in cui sono inserite. Non basta infatti aumentare l'efficienza degli usi finali, ma occorre incidere sui consumi grazie a interventi più complessivi di governo dell'energia e a mutamenti nel comportamento degli utilizzatori.

14.2 L'EVOLUZIONE DELL'INTENSITÀ ENERGETICA

Per avere un'indicazione dell'efficienza energetica di un settore o di un Paese viene utilizzato spesso l'indicatore economico dell'intensità energetica, cioè del rapporto tra i consumi energetici e il valore aggiunto.

L'intensità energetica a livello mondiale si è ridotta annualmente dell'1,6% tra il 1990 e il 2006, consentendo un risparmio di 4,4 miliardi di tep. La Cina ha fatto registrare miglioramenti fortissimi fino al 2000, con riduzioni annue del 7,5%, mentre successivamente il tasso di riduzione è precipitato a meno dell'1%. Al contrario, a livello mondiale escludendo la Cina, dopo il 2000 gli alti prezzi dell'energia hanno portato a un aumento dell'efficienza con una riduzione annua dell'intensità, passata dall'1,3% del periodo 1990-2006 all'1,5%.

L'elemento che emerge è dato dai risparmi che si sono registrati negli ultimi decenni grazie al miglior utilizzo dell'energia. Basti pensare che negli Stati Uniti, a partire dal 1973 l'intensità è calata annualmente del 2,1%, contro lo 0,4% del periodo anteriore alla prima crisi petrolifera, consentendo una riduzione dei consumi di circa il 70% (Fig. 14.1).

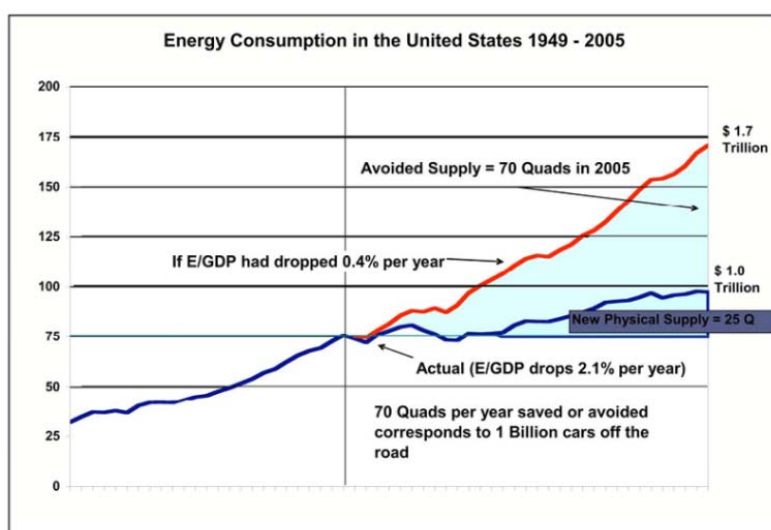


Fig. 14.1: Consumi energetici negli USA e consumi che si sarebbero teoricamente avuti se l'intensità energetica si fosse mantenuta sui valori riscontrati prima della crisi del petrolio del 1973 (fonte: Rosenfeld (2007), "Energy efficiency in California and the United States: Reducing Energy Costs and Greenhouse Gas Emissions" in *Climate change science and policy*, Rosencranz & Mastrandrea (eds.)).

L'Italia che pure vantava un primato in termini di efficienza energetica, ha perso posizioni e ora si trova nella media europea (Fig. 14.2).

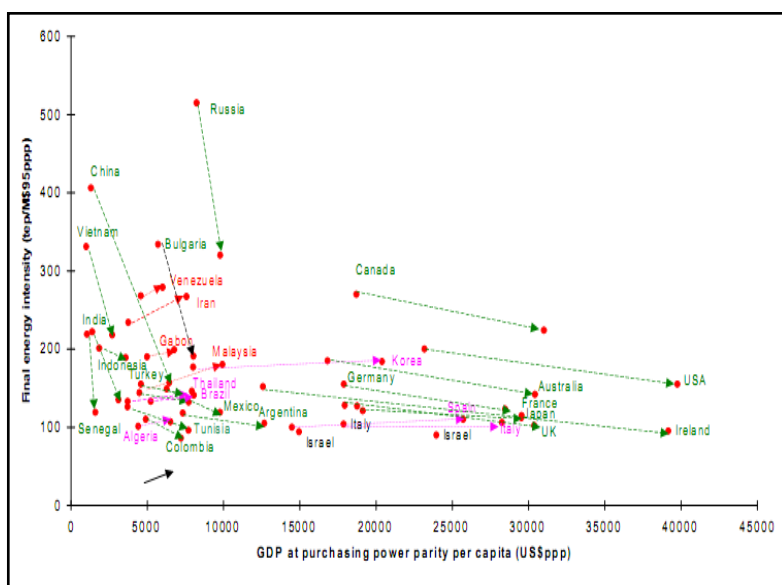


Fig. 14.2: Andamento dell'intensità energetica in relazione al Prodotto Interno Lordo (PIL) pro capite tra il 1990 e il 2006 (fonte: Enerdata).

Analizzando, infatti, l'andamento dell'intensità energetica del nostro Paese dal 1974 al 2004 si nota una prima fase in cui il valore è calato costantemente in presenza degli alti prezzi dell'energia dopo la prima crisi petrolifera, seguita da un periodo con valori stazionari fino al 2002, dopodiché l'intensità inizia a risalire, cioè a peggiorare (vedi Fig. 14.3).

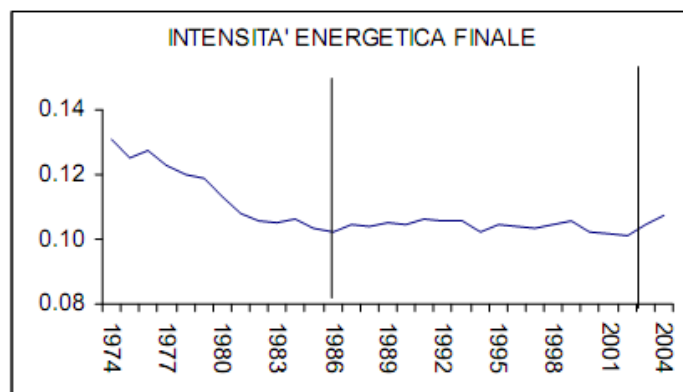


Fig. 14.3: Intensità energetica in Italia, 1974-2004 (ktep/\$) (fonte: FM, 2008).

Negli ultimi due anni però si è registrata anche nel nostro Paese una seppure lieve inversione di tendenza. I dati preliminari relativi al 2007 indicano infatti un calo dei consumi energetici dell'1,4% (195.4 Mtep) che seguono la riduzione dello 0,8% registratasi l'anno precedente. Hanno influito in questa dinamica il clima mite, gli alti prezzi dell'energia e i primi risultati delle politiche di intervento avviate dal Governo in carica.

14.3 IL POTENZIALE DI RIDUZIONE DEI CONSUMI

Il potenziale di riduzione dei consumi legato all'innalzamento dell'efficienza nella produzione e nell'utilizzo dell'energia è elevatissimo ed è destinato ad accrescersi in funzione dell'evoluzione tecnologica. Secondo uno scenario elaborato dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), due terzi delle possibili riduzioni di anidride carbonica al 2030 sarebbero ottenibili proprio grazie all'aumento dell'efficienza energetica (vedi Fig. 14.4).

Una valutazione del potenziale di risparmio negli usi finali elettrici italiani è stata effettuata nel 1999 per conto dell'Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

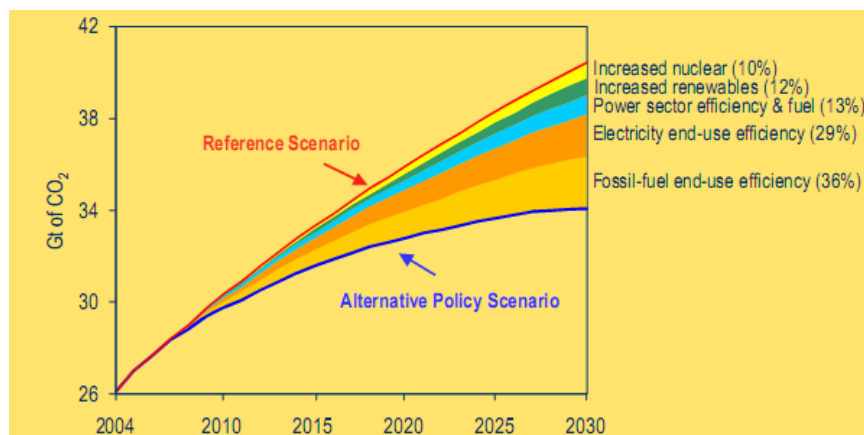


Fig. 14.4: Andamento delle emissioni mondiali di CO₂ al 2030 nello scenario tendenziale e in uno scenario alternativo (fonte: IEA, 2006).

(ANPA) dall'Istituto californiano IPSES. L'analisi dettagliata *bottom-up* delle varie tecnologie ha portato a un calcolo del potenziale di risparmio teorico e di quello economicamente sfruttabile entro il 2010 (Krause, 1999). I risultati, sintetizzati nella Tabella 14.1 indicavano la possibilità, in presenza di adeguate politiche di intervento, di ottenere risparmi pari

a 43 TWh, con una riduzione del 14% rispetto ai consumi dello scenario tendenziale.

Una rivisitazione dello studio è stato effettuato dal gruppo eERG del Politecnico di Milano per conto di Greenpeace (eERG, 2007), estendendo la valutazione al 2020. L'arco temporale considerato nei due studi è analogo, una quindicina di anni. Il potenziale di risparmio economicamente conveniente nelle stime eERG, riportato nelle Tabelle 14.2 e 14.3, risulta però più elevato (20% contro 14% di Ipsep).

I maggiori valori dello studio del 2007 vengono motivati con il fatto che negli anni trascorsi dalla realizzazione del lavoro precedente si è assistito a un progressivo incremento dei costi dell'energia ed è aumentata parallelamente la disponibilità di nuove tecnologie efficienti.

Queste analisi sono riferite solo ai consumi elettrici. Se si considerano i margini di risparmio relativi alla climatizzazione estiva e invernale degli edifici si evidenzia un analogo elevato potenziale d'intervento. Ciò è particolarmente vero per l'Italia il cui parco edilizio è caratterizzato da prestazioni termiche piuttosto scadenti.

Tabella 14.1: *Sintesi dei risultati di Krause (1999) per il potenziale di risparmio negli usi finali elettrici al 2010.*

Settore	Consumi rilevati	Consumi previsti	Potenziale tecnico di risparmio		Potenziale ottenibile di risparmio		Potenziale economico di risparmio	
	1995	2010	2010	2010	2010			
	TWh	TWh	TWh	%2010	TWh	%2010	TWh	%2010
Domestico	57	80	40	50%	22	27%		
Terziario	62	102	53	51%	23	23%		
Industriale	125	153	60	39%	21	13%		
Totale	243	335	153	46%	66	20%	46	14%

Fonte: eERG 2007

Tabella 14. 2: *Potenziale tecnico di risparmio di energia elettrica al 2020 valutabile dal punto di vista dei costi.*

Settore Uso finale	Residenziale	Terziario Commerciale	Terziario Pubblico	Industriale	Totale
	[TWh/anno]	[TWh/anno]	[TWh/anno]	[TWh/anno]	[TWh/anno]
Illuminazione	4,5	20,7	4,7	15,5	45,4
Motori elettrici	1,1	10,7	1,0	26,6	39,4
Elettrodomestici	7,5	0,0	0,0	0,0	7,5
Altro	0,0	5,9	1,6	3,2	10,7
Totale	13,1	37,2	7,3	45,3	103,0

Tabella 14. 3: *Sintesi risultati della stima eERG per le previsioni al 2020 e confronto con i risultati di Krause (1999) per le proiezioni al 2010.*

	rilevati	Consumi nello scenario Business as usual	Potenziale di risparmio ottenibile		economicamente conveniente	
		TWh	TWh	%	TWh	%
eERG	(2006)	(2020)	(2006-2020)		(2006-2020)	
	317	423	98	23%	83	20%
Krause	(1995)	(2010)	(1995-2010)		(1995-2010)	
	243	335	66	20%	46	14%

Fonte: eERG (2007)

Lo stesso discorso si può fare per il comparto dei trasporti che presentano ampi margini di intervento sia per il passaggio a mezzi di trasporto più efficienti che ricorrendo a un più razionale governo della mobilità.

L'aumento dell'efficienza energetica del 20% al 2020 deciso dai Capi di Governo della UE nel marzo del 2007 rappresenta un obiettivo credibile ed economicamente interessante. Ciò vale anche per quanto riguarda direttamente il nostro Paese dove, come evidenziato da diversi studi, esiste un potenziale elevato di risparmio.

14.4 MIGLIORAMENTI TECNOLOGICI: FATTORE 4 E OLTRE

Le tecnologie disponibili sul mercato presentano consumi specifici molto differenziati a parità di uso finale. Non è raro il caso in cui i migliori modelli presentano consumi dimezzati e per alcune tecnologie si arriva anche a valori pari a un quinto rispetto alla media.

Le possibilità di orientare il mercato verso soluzioni più efficienti sono quindi ampie e consentono di garantire un vantaggio economico netto per gli utenti e per la collettività.

Nel settore degli elettrodomestici esistono prodotti che consumano 4.5 volte di meno rispetto a quelli attualmente utilizzati. È questo il caso dei frigoriferi, con i modelli A⁺⁺.

Un'analoga evoluzione dei consumi riguarda il mondo dell'illuminazione. In questo caso non si sta assistendo a un graduale miglioramento della tecnologia, ma a progressivi salti tecnologici. Le attuali lampade a incandescenza durano 1.000 ore e garantiscono 12 lumen/W, mentre le lampade compatte fluorescenti (Cfl) hanno una vita 10 volte superiore e una resa di 55 lumen/W, un'efficienza luminosa che addirittura si raddoppia e una vita che si triplica con i Led, tecnologia di grande avvenire. Ci sono quindi le condizioni per una progressiva eliminazione delle lampade a incandescenza con un vantaggio economico netto grazie anche alla progressiva riduzione dei costi delle tecnologie concorrenti. Le Cfl hanno già visto nell'ultimo decennio un deciso calo dei prezzi di vendita (Fig. 14.5) e i Led, che sono ancora decisamente cari (dieci volte più delle Cfl), registrano una riduzione del prezzo del 10% l'anno.

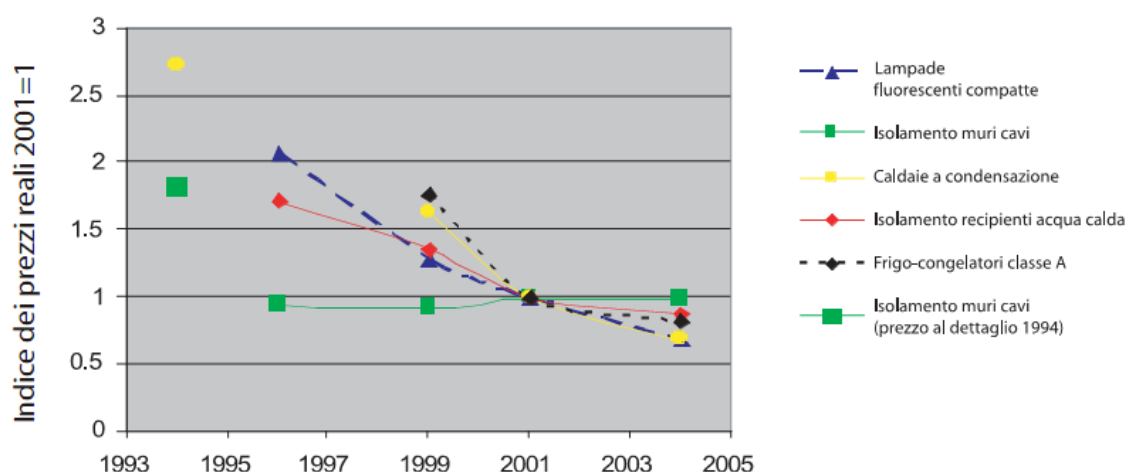


Fig. 14.5: Andamento dei prezzi reali di misure per l'efficienza energetica durante la realizzazione dei programmi di risparmio realizzati nel Regno Unito (*fonte Lees, 2006*).

Anche se non altrettanto visibili, molte altre applicazioni consentono risparmi notevolissimi. È questo il caso delle pompe di circolazione, che assorbono solo in Italia 2,4 miliardi di kWh all'anno, pari a circa l'1% del consumo complessivo di elettricità. Grazie alla recente introduzione sul mercato delle pompe di ultima generazione ad altissima efficienza i consumi si possono ridurre di 10 volte (Fig. 14.6).

Consideriamo poi le automobili. Anche in questo caso l'evoluzione tecnologica ha consentito di ottenere significative riduzioni dei consumi. Ad esempio in Europa si è avuto un calo del 14% dei consumi specifici dei modelli venduti nel 2006 rispetto a quelli immessi sul mercato nel 1995 (Fig. 14.7). Ma c'è ancora molto spazio per migliorare le prestazioni e la Commissione Europea ha proposto la riduzione di un'ulteriore 19% entro il 2012. Largo dunque ai modelli a bassissimo consumo. Nel 2009 dovrebbe, ad esempio, entrare in produzione un'auto tedesca, la Loremo, con consumi pari a 1,5-2,7 litri per 100 km, tre volte meno rispetto alla media dei consumi delle nuove auto attualmente in vendita (<http://www.loremo.com>).

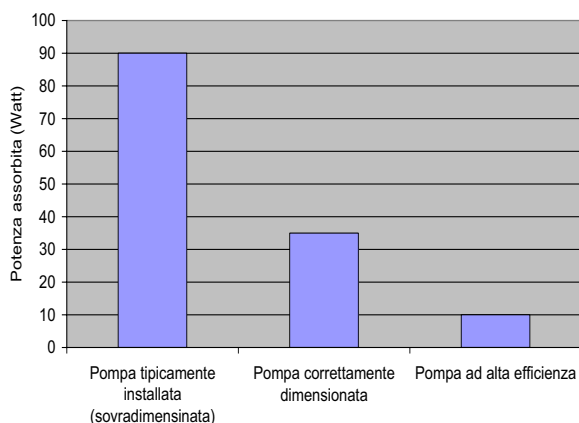


Fig. 14.6: Consumi di pompe di circolazione dell'acqua (fonte: eERG, Politecnico Milano).

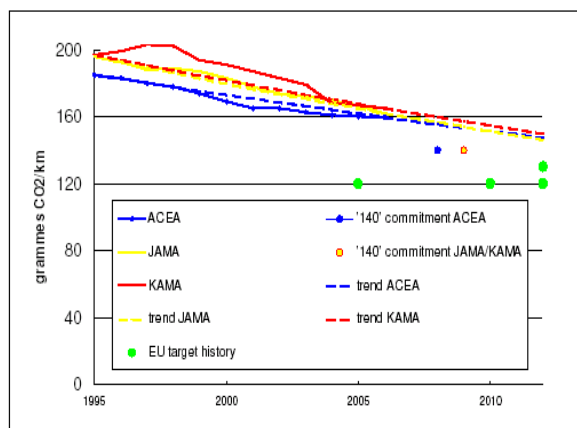


Fig. 14.7: Riduzione dei consumi delle automobili (europee in blu, giapponesi in giallo e coreane in rosso) vendute in Europa dal 1995 al 2006 (fonte: T&E, 2007).

Peraltro, pur essendo le tecnologie ad alta efficienza generalmente più costose, la loro progressiva diffusione comporta una riduzione dei costi di produzione e dei prezzi di commercializzazione. Questo trend è stato studiato per molte tecnologie, portando alla definizione di “curve di apprendimento” che consentono di valutare la riduzione di costi e prezzi all'aumentare del volume complessivo delle vendite (vedi Fig. 14.5).

Va inoltre considerato un ulteriore aspetto. Quando si affronta il miglioramento dell'efficienza non solo su scala tecnologica, ma sistemica, analizzando l'intera progettazione di un edificio o il funzionamento di un ciclo produttivo, si possono ottenere non solo risultati straordinariamente elevati, ma a volte anche con sorprese dal punto di vista dei costi. Pensiamo a un edificio a bassissimo consumo energetico nel quale la progressiva introduzione di misure di efficienza consente di arrivare a un punto in cui è possibile evitare l'installazione della caldaia consentendo una riduzione dei costi (vedi Fig. 14.8).

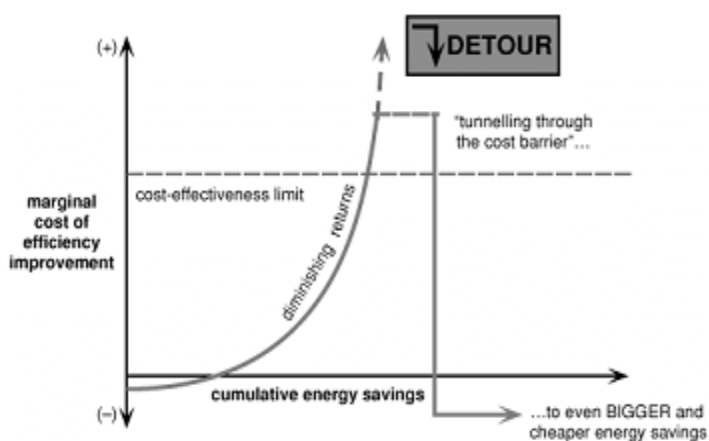


Fig. 14.8: Possibile riduzione dei costi grazie a un approccio sistemico negli interventi di efficienza energetica (fonte: Lovins, 2005).

imprese. Quindi oltre al vantaggio immediato per utenti e per la collettività, una politica coraggiosa su questo versante favorisce la creazione di un contesto competitivo per l'industria.

Va sottolineato infine il fatto che l'introduzione di tecnologie più efficienti consente di ridurre le importazioni energetiche. Per Paesi scarsi di risorse fossili è del tutto ragionevole spingere sul versante dell'innalzamento dei rendimenti di conversione, anche se ciò avviene con un maggior impegno di capitale iniziale. In un contesto *climate friendly*, la disponibilità di prodotti del segmento ad alta e altissima efficienza rappresenterà sempre più un elemento importante per migliorare il posizionamento sul mercato internazionale delle

14.5 LE POLITICHE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA

Per superare le barriere informative e di costo che impediscono la diffusione dei prodotti più efficienti sono state messe in atto diverse politiche.

a) Incentivi, strumenti fiscali

Una delle azioni più utilizzate per consentire l'accesso a prodotti efficienti ma più costosi consiste nel prevedere incentivi che possono prendere la forma di sconti, detrazioni fiscali, incentivi diretti agli utenti o alle imprese che producono tecnologie efficienti.

In Italia, ad esempio, è stata introdotta con la legge Finanziaria del 2007 – poi prolungata fino al 2010 – la possibilità di detrarre il 55% delle spese legate a una serie di interventi per ridurre i consumi energetici degli edifici.

La leva fiscale può essere applicata per avvantaggiare tecnologie a basso consumo e scoraggiare l'impiego di quelle più energivore. Si tratta di uno strumento utilizzato in alcuni Paesi per orientare le scelte nel mercato automobilistico.

b) Standard

L'eliminazione dal mercato di prodotti che non garantiscono prestazioni energetiche minime o la fissazione di livelli massimi di consumi rappresenta un altro strumento che ha dimostrato di essere molto efficace.

Negli Usa l'utilizzo di standard per gli elettrodomestici, prima a livello di singoli Stati e successivamente a livello federale, ha portato a risultati significativi. Si calcola infatti che le normative già in atto avranno l'effetto di ridurre la domanda di picco di 144.000 MW e i consumi elettrici del 9% nel 2020, con un risparmio netto cumulativo stimato in 230 miliardi di dollari al 2030 (Aceee, 2006).

Analizziamo, ad esempio, l'evoluzione delle vendite di frigoriferi negli Stati Uniti negli ultimi 30 anni. Grazie all'introduzione di limiti sempre più stringenti i modelli che oggi vengono venduti consumano poco più di un quarto e costano la metà rispetto ai modelli del 1975 (vedi Fig. 14.9).

Un altro esempio riguarda l'eliminazione prevista da molti Paesi dell'illuminazione a incandescenza nei prossimi anni. Nella sola Europa questa misura consentirebbe vantaggi economici di 10 miliardi €/anno.

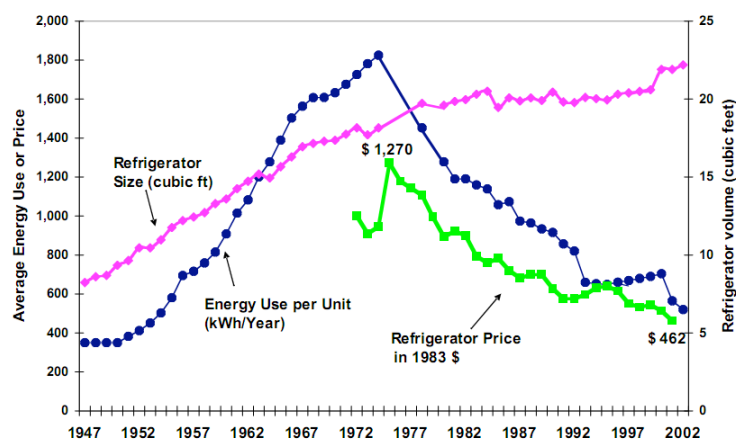


Fig. 14.9: Evoluzione dei consumi, dei volumi e dei prezzi dei frigoriferi venduti negli USA (fonte: David Goldstein, Natural Resources Defense Council, USA).

presentato una proposta che prevede che dal 2016 si potranno realizzare solo costruzioni “carbon neutral”, in grado cioè di azzerare il contributo di anidride carbonica grazie a un mix di misure di efficienza energetica e di utilizzo di fonti rinnovabili. Un obiettivo molto

Nel campo dell'edilizia sono state emanate normative che hanno reso progressivamente più efficienti le nuove costruzioni. In Italia, con il decreto legislativo 311/2006 sono state introdotte soglie per i consumi invernali dei nuovi edifici al 2010 pari alla metà dei valori consentiti nel 2005. E le prospettive sono di un ulteriore irrigidimento delle norme.

Consideriamo il Regno Unito che, dopo aver costantemente ridotto i livelli dei consumi dei nuovi edifici (vedi Fig. 14.10), ha

ambizioso, tanto più che l'azzeramento delle emissioni di anidride carbonica non si riferisce solo alla climatizzazione estiva e invernale, ma anche alla produzione di acqua calda, all'illuminazione e agli elettrodomestici (vedi Fig. 14.11).

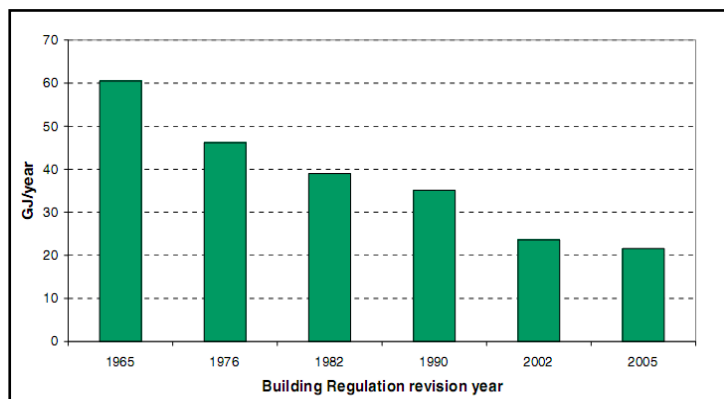


Fig. 14.10: Limiti dei consumi nei nuovi edifici per il riscaldamento degli ambienti e dell'acqua in Gran Bretagna (fonte: Shorrock 2005).

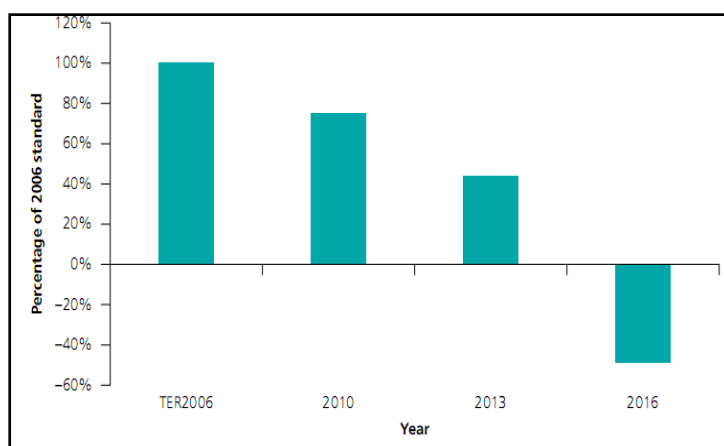


Fig. 14.11: Percentuali di riduzione delle emissioni di anidride carbonica per le nuove abitazioni residenziali inglesi tra il 2010 e il 2016 (il valore negativo al 2016 deriva dalla necessità di compensare anche le emissioni legate agli elettrodomestici e all'illuminazione) (fonte: UK 2007).

c) Labels

L'evidenziazione dei consumi attraverso apposite etichette rappresenta un potente strumento di informazione per i cittadini.

Un esempio di positiva trasformazione del mercato si è avuto con l'introduzione dell'etichetta energetica negli elettrodomestici. Solo 7 anni fa la percentuale dei frigoriferi di classe A (i migliori, secondo l'etichettatura della UE che seleziona i prodotti in relazione alla loro efficienza energetica) era assolutamente marginale in Italia. Grazie a un'informazione chiara sui vantaggi economici legati ai bassi consumi le scelte dei consumatori sono cambiate tanto che nel 2007 le vendite di frigoriferi di Classe A o A⁺ hanno superato i tre quarti del totale (vedi Fig. 14.12) consentendo di ridurre i consumi elettrici di 3,4 TWh/anno, corrispondenti alla produzione di una centrale di media taglia. Lo stesso trend si è avuto a livello europeo.

Analogamente ci si aspetta una spinta verso la qualità energetica con la certificazione energetica degli edifici, che dal 2009 sarà obbligatoria oltre che per le nuove costruzioni anche in tutti i casi di compravendita di appartamenti.

d) Obblighi di risparmio e certificati bianchi

Diversi Paesi hanno definito obblighi di risparmio per i distributori o i produttori di energia. In Europa hanno scelto questa strada Italia, Francia, Gran Bretagna, Irlanda, Danimarca e Olanda.

Il nostro Paese ha proposto una soluzione originale introducendo il meccanismo dei "titoli di efficienza energetica" o "certificati bianchi" che prevede la possibilità di effettuare interventi di risparmio da parte sia di distributori di energia elettrica e di gas che da parte delle società diservizio energetico (ESCO) e di commercializzare i titoli stessi. Visti i buoni risultati dei certificati bianchi, che nel triennio 2005-2007 hanno portato a risparmi superiori alle previsioni, sono stati alzati gli obblighi raddoppiando l'obiettivo da 2,9 Mtep/anno al 2009 a 6 Mtep/anno al 2012 (vedi Fig. 14.13).

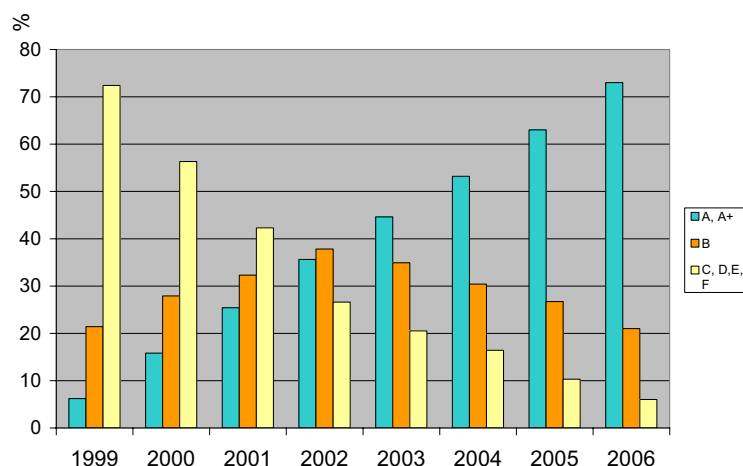


Fig. 14.12: Andamento delle vendite in Italia dei frigoriferi disaggregato per classi di efficienza.

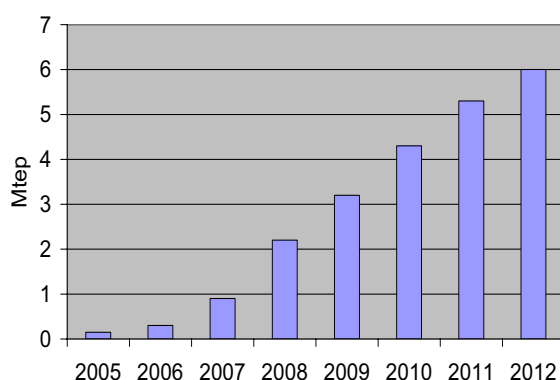


Fig. 14.13: Obiettivi di risparmio energetico per i distributori di energia elettrica e gas italiani al 2012.

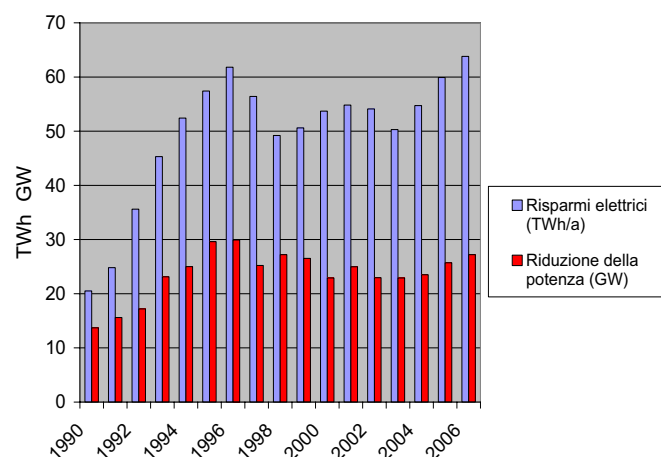


Fig. 14.14: Risultati in termini di riduzione dei consumi e della potenza dei programmi di DSM negli USA (elaborazione da dati del DOE).

14.6 ATTORI DEL CAMBIAMENTO

a) Compagnie energetiche

Grazie a un quadro normativo che favoriva il coinvolgimento diretto delle compagnie elettriche e del gas in azioni di risparmio presso i propri utenti ("demand side management") negli USA a partire dagli anni Settanta si è sviluppata un'intensa attività da parte di piccole e grandi Utilities sul versante dell'efficienza energetica. I risparmi ottenuti hanno raggiunto nel 2006 i 65 TWh/anno (1,6% dei consumi totali), con un risparmio di potenza pari a 28 GW (vedi Fig. 14.14). Gli investimenti annui nell'ultimo decennio hanno oscillato tra 1,5 e 2,1 miliardi \$. Dal punto di vista economico, secondo l'*Electric Power Research Institute*, il

costo medio dell'energia conservata dei programmi DSM è stato di 0,036 \$/kWh, cioè meno della metà del costo di produzione dell'energia elettrica.

b) ESCO

Negli ultimi 30 anni si è sviluppato negli USA un fiorente mercato dell'efficienza energetica grazie al ruolo delle ESCO (*Energy Services Companies*), società private create con il compito di ottenere risparmi di energia, prevalentemente con interventi su utenze di medie o grandi dimensioni, quindi con esclusione del settore residenziale. La remunerazione di questi operatori avviene in relazione ai risparmi ottenuti. Le ESCO statunitensi hanno visto una crescita molto rapida, salvo un rallentamento nel periodo 2000-2004, che ha portato nel 2006 a un volume di affari di 3,6 miliardi \$, di cui 2,5 miliardi \$ nel campo dell'efficienza energetica (vedi Fig.14.15).

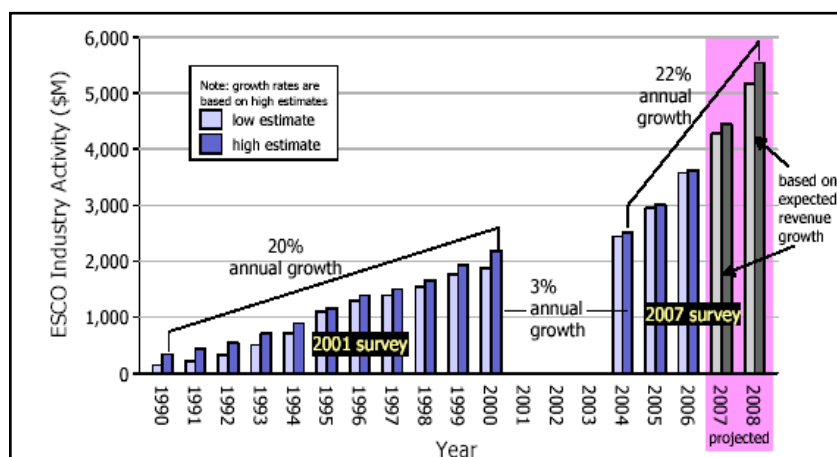


Fig. 14.15: Fatturato delle ESCO statunitensi (fonte: LBL, 2007).

Un'analisi economica dei progetti effettuati ha evidenziato l'efficacia dei programmi, con un rapporto tra i benefici derivanti dai risparmi ottenuti e i costi totali sopportati pari a 1,6 nel settore pubblico e 2,1 nel comparto privato (vedi Fig.14.16).

L'esperienza delle ESCO si è diffusa in maniera disomogenea anche in altri Paesi, tra i quali Germania, Brasile, Giappone, Canada e Cina. Recentemente anche in Italia sta emergendo questa tipologia di azienda, anche se finora si tratta prevalentemente di piccole realtà formatesi per cogliere le opportunità derivanti dagli obblighi di risparmio per i distributori di energia elettrica e del gas.

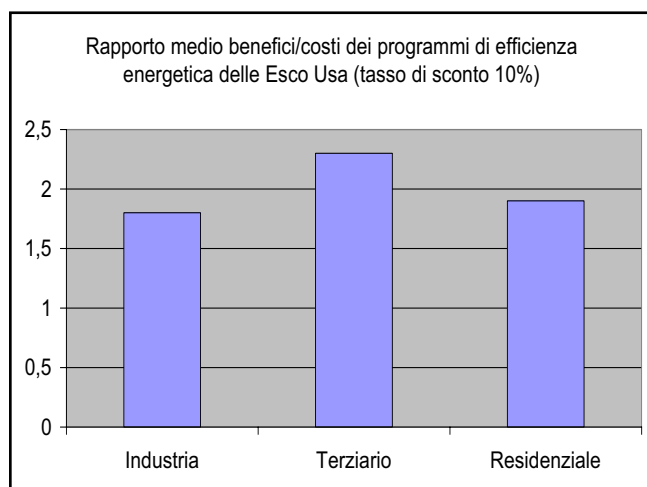


Fig. 14.16: Rapporto tra benefici e costi relativi a interventi nel settore privato da parte di ESCO negli USA, considerando un tasso di sconto del 10% (fonte: LBL, 2002).

c) **Imprese**

Ci sono imprese che hanno compreso come una strategia volta ad aumentare l'efficienza energetica possa portare a notevoli vantaggi economici. Citiamo alcune esperienze note a livello internazionale.

Tra il 1990 e il 2002, IBM ha attivato misure di efficienza energetica che hanno consentito risparmi pari a 13 TWh e un minore esborso di 729 milioni di dollari. La DuPont ha utilizzato nel 2004 il 7% di energia in meno rispetto al 1990, malgrado un aumento della produzione del 30%, mentre la Dow ha risparmiato 3,3 miliardi \$ grazie a interventi di efficienza energetica che hanno ridotto del 22% la domanda di energia. La ST Microelectronics può vantare continui miglioramenti per quanto riguarda il risparmio energetico, avendo conseguito (a produzione invariata) una riduzione dei consumi pari al 29% nel periodo 1994-2000. Philips ha ridotto del 26% la sua intensità energetica in 10 anni, mentre 3M nel periodo 1990-2006 ha ridotto del 50% i consumi per unità di fatturato.

Questi sono solo alcuni degli esempi che dimostrano come una politica aziendale consapevole possa portare a significativi risultati in termini di riduzione dei consumi.

14.7 CONCLUSIONI

La sfida dei prossimi anni riguarda il governo della domanda di energia affinché la si possa utilizzare in modo efficiente. Occorre anche porsi l'obiettivo di un uso limitato a quando l'energia veramente serve e a un impiego al livello in cui è realmente necessaria. Una sfida che può consentire enormi risparmi economici, ma che deve essere affrontata in modo più ampio che non con la semplice introduzione di tecnologie sempre più efficienti, che pure può portare a straordinari risultati.

BIBLIOGRAFIA

1. ACEEE (2006), "Leading the Way: Continued Opportunities for New State Appliance and Equipment Efficiency Standards", American Council for an Energy-Efficient Economy, Washington, USA.
2. eERG (2007) "La rivoluzione dell'efficienza. Il potenziale di efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica in Italia al 2020 e i benefici connessi", Rapporto del Gruppo di ricerca sull'efficienza negli usi finali dell'energia Dipartimento di Energetica, Politecnico di Milano.
3. Geller et al. (2005), "The experience with energy efficiency policies and programmes in IEA countries" International Energy Agency Information Paper, Paris 2005.
4. IEA (2006), World Energy Outlook 2006.
5. Krause (1999) Strategie di interventi per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra attraverso misure di efficienza negli usi finali di energia", rapporto IPSEP per conto di ANPA, Roma.
6. LBNL (2002) Market Trends in the U.S. ESCO Industry: Results from the NAESCO Database Project", Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-49601.
7. LBNL (2007) A Survey of the U.S. ESCO Industry: Market Growth and Development from 2000 to 2006", Energy Analysis Department, Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-62679.
8. Lees (2006) "Evaluation of the Energy Efficiency Commitment 2002-05", Report to Defra prepared by Eoin Lees.
9. Lovins (2005), Energy End-Use Efficiency, Rocky Mountain Institute, Snowmass, USA.
10. Shorrock, L. (2005) "Assessing the effects of energy efficiency policies applied to the UK housing stock." Proceedings of the 2005 ECEEE Summer Study on Energy Efficiency, Paris.
11. T&E (2007) "Reducing CO₂ Emissions from New Cars: A Study of Major Car Manufacturers" Progress in 2006, European Federation for Transport and Environment, Brussels.
12. Energy efficiency policies: A Retrospective Examination.
13. UK (2006), "Building A Greener Future: Towards Zero Carbon Development, Department for Communities and Local Government, London.
14. UK (2007), "Building Regulations Energy efficiency requirements for new dwellings", Department for Communities and Local Government, London.

15. Considerazioni conclusive

15.1 INTRODUZIONE

L'ultimo piano energetico nazionale messo a punto dall'Italia risale al 1988. Era passato da un anno il referendum abrogativo⁶⁹ di leggi che favorivano il nucleare e il carbone e il prezzo del petrolio si era stabilizzato tra i 20 \$ e i 30 \$ al barile. Di cambiamenti climatici si parlava ancora poco anche se in quello stesso anno veniva fondato l'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC).

È piuttosto singolare che un Paese che dipende dal petrolio per il 43% dei suoi consumi e dal gas naturale per un altro 36% non si sia dato negli ultimi 20 anni delle direttive di politica energetica, pur nel rispetto del mercato libero dell'energia. La singolarità sta nei seguenti punti:

- 1) La stragrande maggioranza dei combustibili fossili che consumiamo è d'importazione.
- 2) Il prezzo del petrolio ha oggi superato i 100 \$ al barile e continuerà a crescere dato che la domanda continuerà a crescere per l'aumento dei consumi e per la crescita dei Paesi in via di sviluppo.
- 3) L'assenza di produzione nucleare nazionale penalizza il nostro Paese in vista di una necessaria strategia basata su un mix energetico più bilanciato.
- 4) L'Italia ha firmato il protocollo di Kyoto nel 1998 e lo ha ratificato nel 2002 con gli altri paesi dell'UE. L'accordo prevede una riduzione delle emissioni di gas serra del 6,5 % entro il 2012, sulla base delle emissioni rilevate nel 1990. Tuttavia in questi anni le azioni necessarie non sono state ben definite e quelle recentemente attuate non appaiono sufficienti a farci rispettare l'accordo.

Sembrerebbe dunque indispensabile per il nostro Paese dotarsi rapidamente di un "Piano Energetico Nazionale" equilibrato e lungimirante, redatto con il coinvolgimento di un arco di forze politiche molto ampio in modo da rendere trascurabile il rischio di ripensamenti di parte o a livello locale. È opportuno ricordare al riguardo che i tempi di realizzazione e di esercizio di centrali ed elettrodotti sono lunghi e che chi è chiamato a consistenti investimenti a redditività differita ha bisogno di decisioni sicure e di certezze normative e autorizzative.

15.2 IL QUADRO DI RIFERIMENTO EUROPEO

La domanda energetica, che ragionevolmente continuerà a crescere nei prossimi anni, non potrà essere soddisfatta, a livello globale, dalle tecnologie tradizionali, senza aumentare fortemente la pressione sull'ambiente, sulla salute dell'uomo e sulla sicurezza dell'approvvigionamento. Sarà pertanto necessario che acquistino un ruolo dominante tecnologie in grado di soddisfare la domanda riducendo al minimo tali pressioni.

Nel 2007, in particolare, con il documento "Una politica energetica per l'Europa" della Commissione Europea (10 gennaio 2007) e con le successive conclusioni della Presidenza del

⁶⁹ Con il referendum dell'8-9 novembre 1987, gli elettori italiani abrogarono a larga maggioranza le seguenti tre norme poste in votazione: 1) attribuire al CIPE (Comitato interministeriale per la programmazione economica) il potere di determinare le aree dove insediare le centrali elettronucleari, nel caso non lo facessero le Regioni; 2) autorizzare l'ENEL a versare contributi a Regioni e Comuni in proporzione all'energia prodotta sul loro territorio con centrali nucleari o a carbone; 3) consentire all'ENEL di «promuovere la costruzione» di impianti elettronucleari «con società o enti stranieri» o anche «assumere partecipazioni che abbiano come oggetto la realizzazione e l'esercizio di impianti elettronucleari» all'estero.

Il referendum è stato poi interpretato dal Parlamento, con decreti e atti governativi successivi, per chiudere le centrali nucleari del Paese.

Consiglio Europeo (8-9 marzo 2007), sono stati individuati gli obiettivi della politica energetica per l'Europa, tra i quali la promozione della sostenibilità ambientale e la lotta contro rischi di eventuali cambiamenti climatici. Inoltre con il *SET Plan* del 22 novembre 2007 e con il “Pacchetto Clima-Energia”⁷⁰ del 23 gennaio 2008, la Commissione Europea ha proposto un piano strategico per le tecnologie energetiche, teso a dotare l'Europa di un programma di ricerca nel campo energetico, e suggerito ulteriori proposte per attuare gli impegni assunti dal Consiglio Europeo in materia di lotta ai rischi di possibili mutamenti climatici e promozione delle energie rinnovabili.

In estrema sintesi in questi documenti sono indicati i seguenti obiettivi:

- la riduzione delle emissioni di gas serra di almeno il 20% entro il 2020 e del 50% al 2050, rispetto al 1990;
- l'aumento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico;
- l'aumento dell'efficienza energetica per conseguire un risparmio dei consumi energetici del 20% rispetto alle proiezioni per il 2020;
- il raggiungimento di una quota del 20% di energie rinnovabili nel totale dei consumi energetici entro il 2020;
- il raggiungimento di una quota minima di biocarburanti pari al 10%, in termini di equivalenza energetica, del totale dei consumi annuali di benzina e gasolio per autotrazione entro il 2020;
- il riconoscimento che l'energia nucleare “è indispensabile per garantire a medio termine il carico di base in Europa” e “per conseguire gli obiettivi in materia di riduzione dei gas a effetti serra”;
- l'uso sostenibile dei combustibili fossili, effettuando, se possibile entro il 2020, la cattura e il sequestro eco-sostenibili dell'anidride carbonica;
- l'avvio di una serie di iniziative industriali europee, incentrate sullo sviluppo di tecnologie energetiche per le quali la cooperazione a livello comunitario costituisce un valore aggiunto.

Sulla base di questi documenti appare evidente come non sia possibile per nessun Paese europeo adottare una singola soluzione per la produzione di energia, ma sia piuttosto necessario e conveniente utilizzare un mix energetico che tenga conto di fattori economici, regionali, infrastrutturali, ambientali e dell'effettiva disponibilità delle risorse a breve e lungo

⁷⁰ Il “Pacchetto Clima-Energia” comprende: (1) una proposta di modifica della direttiva sul sistema comunitario di scambio delle quote di emissione di gas serra; (2) una proposta relativa alla ripartizione degli sforzi da intraprendere per adempiere all'impegno comunitario a ridurre unilateralmente le emissioni di gas serra in settori non rientranti nel sistema comunitario di scambio delle quote di emissione (come i trasporti, l'edilizia, i servizi, i piccoli impianti industriali, l'agricoltura e i rifiuti); (3) una proposta di direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili, per contribuire a conseguire entrambi gli obiettivi di riduzione delle emissioni sopra indicati.

Del pacchetto fanno inoltre parte una proposta relativa alla disciplina giuridica della cattura e dell'immagazzinamento della CO₂ e la nuova disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale. Le misure previste accresceranno il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili in tutti i paesi e imporranno ai governi obiettivi giuridicamente vincolanti. In particolare, si fissa un obiettivo a livello UE del 20% come quota di energia da rinnovabili, rispetto ai consumi finali, nel 2020 (in rapporto all'attuale 8,5%) e si ripartiscono equamente gli sforzi tra gli Stati membri. Tale proposta, inoltre, elimina gli ostacoli alla crescita delle energie rinnovabili (ad esempio, semplificando le procedure di autorizzazione per nuovi sviluppi nel settore) e incoraggia le energie rinnovabili migliori (ad esempio, fissando criteri di sostenibilità ambientale per i biocarburanti). Grazie a una riforma del sistema di scambio delle quote di emissione, che imporrà un tetto massimo alle emissioni a livello comunitario, tutti i principali responsabili delle emissioni di CO₂ saranno incoraggiati a sviluppare tecnologie produttive più pulite. Il pacchetto legislativo intende consentire all'Unione Europea di ridurre di almeno il 20% le emissioni di gas serra entro il 2020, secondo quanto deciso dai capi di Stato e di Governo europei nel marzo 2007.

termine. È proprio in questo quadro che ha preso corpo l'attuale programma europeo in materia di energia.

15.3 PROIEZIONI CONSUMI E PRODUZIONE ENERGIA FINO AL 2020

15.3.1 Il settore elettrico

In assenza di un “Piano Energetico Nazionale”⁷¹, abbiamo stimato i consumi energetici al 2020 assumendo, come discusso nel par. 11.6, un tasso di crescita dei consumi costante e pari all’1,0%/anno. Sebbene non sia facile fare previsioni sul futuro riteniamo la stima ragionevole giacché è auspicabile che nel periodo esaminato abbia luogo una crescita del prodotto interno lordo almeno di pari entità.

In base a questa ipotesi di crescita, il consumo totale lordo di energia elettrica in Italia nel 2020 sarebbe di 413 TWh, con un aumento di 54 TWh rispetto a quello del 2006 (che è stato di 359 TWh). Nella Tabella 15.1 è riportata una possibile previsione di ripartizione del carico elettrico al 2020 tra le varie fonti energetiche insieme con la situazione al 2006, per un utile confronto.

Tabella 15.1: *Stima della copertura del carico elettrico in Italia al 2020 nell'ipotesi di un tasso di crescita costante dell'1,0%/anno confrontata a quella del 2006.*

	2006		2020	
	TWh	%	TWh	%
<i>Idroelettrico da apporti naturali</i>	37,0	10,3%	43	10,4%
<i>Geotermico</i>	5,5	1,5%	7	1,7%
<i>Eolico</i>	3,0	0,8%	20	4,8%
<i>Solare</i>		0,0%	10	2,4%
<i>Biomasse e rifiuti</i>	6,7	1,9%	16	3,9%
Produzione rinnovabile	52,2	14,5%	96	23,2 %
Idroelettrico da pompaggi	6,4	1,8%	7	1,7%
Nucleare di importazione	45,0	12,5%	60	14,5%
<i>Combustibili Solidi (carbone)</i>	44,2	12,3%	72	17,4%
<i>Gas naturale</i>	158,1	44,0%	157	38,0%
<i>Gas derivati</i>	6,2	1,7%	6	1,5%
<i>Prodotti petroliferi</i>	33,8	9,4%		0,0%
<i>Altri combustibili</i>	12,1	3,4%	13	3,1%
<i>Altre fonti</i>	1,0	0,3%	2	0,5%
Produzione termica	255,4	71,1%	250	60,5%
TOTALE PRODUZIONE LORDA	359,0		413	

L’aumento di produzione lorda ipotizzata si potrebbe realizzare con un aumento dei contributi dalle fonti rinnovabili (dal 14,5% al 23,2% del fabbisogno annuo) e dal nucleare di importazione (dal 12,5% al 14,5%). Per contro il termico calerebbe dal 71,1% al 60,5%. In particolare il contributo delle rinnovabili si realizzerebbe con un aumento soprattutto dell’eolico (+17 TWh), del solare (+10 TWh) e delle biomasse e rifiuti (+9,3 TWh). La crescita prevista per il geotermico (+1,5 TWh) è più contenuta, dato che il livello di potenza è adeguato sulla potenzialità dei campi geotermici già sfruttati. Pure contenuto è l’aumento dell’idraulico da apporti naturali (+2 TWh rispetto alla media degli ultimi dieci anni).

Si fa notare al riguardo che:

⁷¹ Il 10 settembre 2007 il Governo Italiano ha distribuito un documento di posizione (il *Position Paper* riportato in sintesi in Appendice) che mira a raggiungere i tre obiettivi finali – lotta ai rischi di un eventuale cambiamento climatico, sicurezza degli approvvigionamenti e promozione della competitività europea – in un modo integrato.

- a) L'aumento stimato della produzione da rinnovabile è pari a circa l'84% di quella attuale (+43,8 TWh su una produzione di 52,2). Tenendo conto che i previsti 60 TWh di energia nucleare sarebbero importati, il contributo alla produzione annua di energia dovuto alle fonti rinnovabili risulterebbe del 27,2%. Questa percentuale salirebbe a circa il 29% sommandovi il contributo idroelettrico da pompaggi.

Questo aumento rappresenta una sfida notevole per le capacità "realizzative" e, soprattutto, "autorizzative" del Paese. Il suo eventuale raggiungimento dipenderà in maniera sostanziale dal successo delle politiche di incentivazione che dovrebbero essere opportunamente calibrate fra le varie fonti in modo da favorire, da un lato, il raggiungimento di una quota del 20% del totale dei consumi energetici fissato dall'UE e, dall'altro lato, lo sviluppo di tecnologie innovative che consentano all'industria italiana di recuperare posizioni a livello internazionale.

- b) Il potenziale della tecnologia del fotovoltaico è grande (oltre 100 TWh a livello mondiale secondo alcune stime), ma al momento, a meno di un *break-through* tecnologico, è difficile immaginare che essa possa raggiungere una diffusione di massa prima di almeno due decenni.

L'ottimizzazione dell'intera filiera di produzione dei moduli basati sul silicio, l'attuale ingresso sul mercato di nuove tecnologie, come il film sottile e la concentrazione solare, e, non ultimo, il passaggio a un'economia di scala e di competizione per l'installazione dovrebbero, nel medio termine, consentire un significativo abbassamento del costo del kWh fotovoltaico. Non sussistono particolari problemi di trasporto e dispacciamento, essendo la generazione elettrica fotovoltaica una produzione diurna in fase con i consumi, diffusa sul territorio, vicino all'utenza finale, quindi senza oneri di trasporto.

Per contro, le reti di distribuzione dovrebbero diventare bidirezionali per accettare una percentuale rilevante di generazione distribuita (fotovoltaico e micro cogenerazione)

- c) Il solare termodinamico potrebbe avere potenzialità interessanti per quanto riguarda il rendimento complessivo, soprattutto se si potessero raggiungere temperature nel collettore sopra i 500°C, come nel caso del progetto Archimede (ENEA-ENEL) che usa sali fusi. Inoltre, accumulando energia termica sotto forma di fluido termovettore caldo, sarebbe possibile ovviare, almeno in parte, alle variazioni di produzione di energia elettrica con le variazioni dell'irraggiamento solare. Utilizzando solo l'irraggiamento diretto, le centrali dovrebbero però essere installate nelle zone più assolate del Paese e rimane il limite delle attuali incertezze sulla loro durata e affidabilità, in particolare se vengono utilizzati i sali fusi, piuttosto aggressivi in termini di stress termo-meccanico e corrosione.
- d) Per la produzione di energia elettrica da biomassa sarebbe indicato puntare su impianti di cogenerazione di piccola taglia, 2-300 kW÷1-2 MW, nelle aree montane e rurali, in modo da sfruttare in maniera ottimale le disponibilità locali di materia prima, e investire con grande priorità nella termoconversione dei rifiuti solidi, nelle aree urbane.
- e) In base alla stima del CESI di un potenziale di installazione di circa 10 GW di capacità eolica da impianti *on-shore*, il contributo dell'eolico terrestre potrebbe essere di circa 10 TWh al 2020.

Il relativo mercato dell'eolico *off-shore* presenta margini di sviluppo superiori a quelli dell'eolico terrestre benché il costo degli impianti sia mediamente superiore del 50%. Nella nostra valutazione si prevede una produzione nel 2020 di 10 TWh, pari a quella dell'eolico terrestre.

Quello dell'eolico è comunque un mercato di nicchia: il suo sviluppo richiederebbe interventi sulle infrastrutture per il trasporto di elettricità che rendano il sistema in grado di assorbire sia i picchi di produzione che una brusca caduta di produzione.

f) Lo sfruttamento del potenziale idroelettrico residuo del territorio italiano dovrebbe essere incoraggiato, anche se in questo settore i fattori meteorologici e climatici saranno probabilmente dominanti rispetto a quelli controllabili.

g) L'Italia è tra i paesi importatori e non produttori di energia nucleare da fissione: attualmente il 12,5% di energia elettrica importata equivale all'utilizzo dell'energia nucleare da fissione, grazie al funzionamento a tempo pieno di 6 centrali nucleari francesi da 1000 MWe.

Sarebbe dunque necessario potenziare la capacità dei collegamenti con la Francia per aumentare la quota del nucleare importato dagli attuali 45-50 TWh fino a 60 TWh, corrispondente al 14,5% del fabbisogno totale al 2020.

Sarebbe conveniente, inoltre, attuare una intelligente strategia finalizzata alla riapertura della opzione nucleare con l'acquisizione sul territorio nazionale di reattori di III generazione e con una politica più decisa di inserimento nelle ricerche internazionali sui reattori di IV generazione. Questo richiederebbe alcune condizioni essenziali: creazione di infrastrutture tecnologiche per ricerca e sviluppo e per formazione di personale; riorganizzazione dei procedimenti di autorizzazione e controllo tramite procedure più agili e incentivazioni; scelte strategiche condivise e durature; proseguimento del programma di *decommissioning* dei vecchi impianti; identificazione di siti per l'installazione dei nuovi impianti e per il deposito nazionale delle scorie radioattive.

h) La copertura dei 250 TWh rimanenti del fabbisogno stimato di 413 TWh (pari al 60,5% del totale) non potrà che avvenire con combustibili fossili, principalmente carbone e gas, data la convenienza a eliminare gli impianti ad olio combustibile.

In quest'ottica sarebbe conveniente aumentare la diversificazione delle fonti energetiche attuando la conversione a carbone delle centrali ENEL di Civitavecchia e Porto Tolle. La quota del carbone salirebbe così a 72 TWh, mantenendo comunque il contributo percentuale sotto il 18%.

i) Il contenimento dell'aumento tendenziale dei consumi, in aggiunta alla realizzazione degli obiettivi sopra delineati per le fonti rinnovabili, per le interconnessioni con l'estero e per il carbone, permetterebbe di eliminare la dipendenza dai prodotti petroliferi senza un eccessivo aumento del consumo di gas naturale.

Questo resterebbe in ogni caso l'elemento fondamentale per la chiusura del bilancio elettrico, nel senso che sarebbe questa fonte, la più rilevante in termini percentuali (intorno al 40%), a essere chiamata a coprire le eventuali quote di energia non fornite dalle altre fonti, come pure a fornire l'energia legata ad un aumento della richiesta superiore a quello ipotizzato. Eventuali limitazioni nella produzione da gas naturale non sarebbero tanto legate alla potenzialità degli impianti di generazione, attualmente sottoutilizzati, quanto alla disponibilità del combustibile. Per questo sarebbe fondamentale per l'Italia dotarsi comunque di possibilità di importazione alternative ai gasdotti tramite la realizzazione di un numero adeguato di terminali di rigassificazione.

j) La fusione nucleare non costituisce un'opzione energetica disponibile nel periodo temporale esaminato. Infatti, anche se con il progetto internazionale ITER si riuscirà a innescare l'accensione del plasma a confinamento magnetico, resteranno ancora da superare molte altre difficoltà ingegneristiche per poter produrre, scambiare e distribuire energia in condizioni e prezzi convenienti.

È comunque opportuno che l'Italia partecipi attivamente all'impegnativa fase di ricerca internazionale del nucleare da fusione, al fine di avvicinarsi agli obiettivi di realizzabilità e utilizzazione commerciale.

15.3.2 Il settore del trasporto e del riscaldamento/condizionamento

Il settore del trasporto dipende sostanzialmente dagli idrocarburi⁷². In questo caso il contributo dell'energia elettrica è marginale; i tentativi di uso dell'idrogeno sono risultati infruttuosi, tecnologicamente inadeguati e spesso confusi; l'impiego degli attuali biocarburanti è stato modesto.

Attualmente in questo settore è in atto, presumibilmente per la forte crescita dei prezzi dei carburanti, una tendenza alla stabilizzazione dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂.

Nei tempi brevi, si può soltanto pensare di avviare un piano di razionalizzazione della mobilità e un'oculata politica di miglioramento dell'efficienza dei mezzi coinvolti.

Per il riscaldamento/condizionamento sarebbe indicato sfruttare in modo ottimale le disponibilità locali di biomasse per impianti di cogenerazione di piccola taglia per la produzione di vapore e acqua calda di comunità montane e aree rurali. Nelle grandi aree urbane sarebbe fortemente auspicabile investire con grande priorità nella termoconversione dei rifiuti solidi urbani per la cogenerazione anche di vapore e acqua calda da integrare con reti di utilizzo industriale (soprattutto di piccole e medie imprese) e civile (teleriscaldamento).

15.4 IMPEGNI DELL'ITALIA AL 2012 E AL 2020

Come ricordato più volte in precedenza, con l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, l'Italia ha assunto l'obbligo di ridurre, entro il 2012, le proprie emissioni di gas serra del 6,5% rispetto ai livelli del 1990. Poiché dal 1990 al 2006 le emissioni hanno continuato ad aumentare⁷³, l'obiettivo di riduzione all'inizio del 2007 risultava pari al 17% rispetto alle emissioni del 1990 (e al 15,4% rispetto alle emissioni del 2006) (vedi Tabella 15.2).

Tabella 15.2: *Quadro di sintesi dell'impegno per il Protocollo di Kyoto.*

Emissioni 1990	519,5 Mt-CO ₂ -eq
Emissioni 2006	574,1 Mt-CO ₂ -eq
Obiettivo Kyoto (93,5% delle emissioni del 1990)	485,7 Mt-CO ₂ -eq
Distanza Obiettivo (Emissioni 2006 – Obiettivo)	88,4 Mt-CO ₂ -eq

Inoltre il quadro di riferimento europeo per il 2020 delineato nel par. 15.2 comporta per l'Italia l'adozione di un insieme di azioni prioritarie e di relative strategie per la riduzione delle emissioni di gas serra, l'aumento dell'efficienza energetica, e la promozione delle energie rinnovabili secondo quanto riportato sinteticamente in Tabella 15.3.

Per colmare la distanza dall'obiettivo fissato dal protocollo di Kyoto, nel 2007 sono state avviate azioni (uso del sistema di *emission trading*⁷⁴ e dei *sink*⁷⁵, ricorso ai *meccanismi*

⁷² Le prospettive recenti confermano l'egemonia dei combustibili fossili, anche perché, nel recente *World Energy Congress*, che ha avuto luogo a Roma nel novembre del 2007, è stato confermato che le riserve disponibili di petrolio sono largamente superiori ad alcune pessimistiche e ingiustificate previsioni avanzate nella seconda metà del secolo scorso.

⁷³ I dati delle emissioni al 2007 non sono ancora ufficialmente noti.

⁷⁴ La Direttiva Europea CE/2003/87 del 13/10/2003, in applicazione del Protocollo di Kyoto, ha istituito a decorrere dal 1 gennaio 2005 il principio delle quote di emissione di CO₂, che rappresentano un vero e proprio permesso ad emettere gas serra, definito e quantificato per ciascuna impresa interessata. Tale autorizzazione, aggregata a livello Paese, contribuisce alla riduzione globale delle emissioni di CO₂ con obiettivi sia a livello nazionale (attraverso un Piano di Allocazione, già operativo in Italia) che a livello comunitario. A ciascuna azienda che ricade nei vincoli normativi contemplati dalla suddetta direttiva viene, ad ogni anno solare, attribuito uno specifico quantitativo di tonnellate di CO₂ autorizzate da emettere. Al termine di ogni anno solare, le emissioni effettivamente prodotte devono assicurare il pareggio con quelle autorizzate. Chi ha rilasciato più emissioni rispetto alle quote possedute può comprare quote mancanti, con accordi bilaterali o su mercati organizzati.

*flessibili all'estero*⁷⁶, incentivi al fotovoltaico in conto energia, misure di efficienza energetica, misure per l'incentivazione e impiego dei biocarburanti, misure per la cogenerazione) che dovrebbero produrre una riduzione delle emissioni di 47,4 Mt-CO₂-eq. Pertanto, volendo continuare su questa strada, sarebbero necessarie nuove misure per conseguire entro il 2012 l'ulteriore riduzione di 41,0 Mt-CO₂-eq prevista nella Tabella 15.2.

Tabella 15.3: *Quadro di sintesi dell'impegno per il 2020.*

Obiettivo nazionale A: emissioni gas serra	
Scenario tendenziale al 2020	625,0 Mt-CO ₂ -eq
Obiettivo 2020 (80% delle emissioni del 1990)	415,6 Mt-CO ₂ -eq
Distanza Obiettivo (Emissioni 2020 – Obiettivo)	209,4 Mt-CO ₂ -eq
Obiettivo nazionale B: efficienza energetica	
Domanda energia primaria al 2005	197,8 Mtep
Previsione al 2020	225,0 Mtep
Obiettivo al 2020 (80% della previsione al 2020)	180,0 Mtep
Riduzione su fabbisogno al 2020	45,0 Mtep
Riduzione su energia al 2005	17,8 Mtep
Obiettivo nazionale C: fonti rinnovabili	
Domanda energia primaria al 2005	197,8 Mtep
Previsione al 2020 ridotta per obiettivo B	180,0 Mtep
Contributo rinnovabili su fabbisogno al 2020	36,0 Mtep
Aumento su contributo corrente (14 Mtep)	22,0 Mtep

Per quanto riguarda gli obiettivi indicati in Tabella 15.3, si rileva quanto segue:

- Nel settore della produzione di energia elettrica, il mix di fonti primarie ipotizzato in Tabella 15.1, centrato sullo sviluppo (oltre il 23% del fabbisogno) delle fonti energetiche rinnovabili, sull'aumento delle importazioni di energia nucleare e sul mantenimento del contributo del carbone al disotto del 18%, consentirebbe di raggiungere l'Obiettivo C e di non aumentare le emissioni di CO₂ rispetto al 2006, ma non di ridurle rispetto al 1990. In questo settore, nel breve termine, l'unica politica praticabile sembrerebbe essere quella dell'acquisizione sul mercato di crediti di emissione, con un inevitabile aggravio dei costi di produzione e la conseguente penalizzazione per le imprese e i consumatori italiani.
In una prospettiva più lontana, verosimilmente non entro il 2020, il rispetto dell'obiettivo A potrebbe essere ottenuto con una opportuna combinazione delle tre principali opzioni disponibili, vale a dire: l'implementazione di tecnologie per la cattura ed il sequestro della CO₂, la realizzazione di un consistente parco di impianti nucleari e – se si verificasse una sostanziale riduzione dei costi – il ricorso al solare.
- Nel settore residenziale e in quello industriale e del terziario, occorrerebbe attuare misure mirate che possano produrre una riduzione dei consumi elettrici e l'aumento

⁷⁵ I *sink* sono gli assorbimenti di CO₂ forestali e da parte del suolo e della vegetazione.

⁷⁶ I costi necessari per evitare l'emissione di una tonnellata di CO₂ non sono identici ovunque. Nei Paesi in via di sviluppo o in quelli dell'Europa centrale e orientale, ad esempio, si possono ottenere riduzioni maggiori con gli stessi investimenti. Tenendo conto di questo fatto, i meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto permettono ai Paesi industrializzati di attuare una parte dei propri impegni di riduzione con progetti di protezione del clima realizzati all'estero e con il commercio dei diritti di emissione, riducendo sensibilmente i costi.

dell'efficienza energetica ed elettrica, sfruttando la crescita dei costi dell'energia primaria.

Gli interventi finora configurati non sembrano ancora sufficienti a realizzare gli obiettivi prescritti dall'Unione Europea.

Per rendere più efficace l'azione sarebbe conveniente definire un quadro di ripartizione degli impegni di riduzione fra i vari settori, coinvolgendo in maniera più attiva le Regioni, le Province e i Comuni.

- c) Nel settore dei trasporti, occorrerebbe attuare misure mirate che possano produrre sensibili riduzioni delle emissioni. Le strategie possibili includono il miglioramento delle tecnologie dei veicoli, la riduzione delle loro dimensioni, lo sviluppo di carburanti alternativi, limitazioni della velocità e in generale un nuovo modello di mobilità incoraggiando il trasporto su rotaia e per via acqua.

APPENDICE: IL POSITION PAPER DEL GOVERNO ITALIANO

Il 10 settembre 2007 il governo italiano ha trasmesso al Commissario europeo Andrejs Piebalgs un *Position Paper* contenente la stima sul potenziale di fonti rinnovabili raggiungibile dal nostro Paese e gli elementi per l'avvio del negoziato sulla distribuzione fra i paesi membri EU degli impegni in materia energetica stabiliti dal Consiglio Europeo dell'8-9 marzo 2007.

Il documento indica il potenziale massimo ottenibile al 2020 dalle fonti rinnovabili, suddiviso per le diverse fonti e tecnologie. In estrema sintesi questo viene distinto tra il contributo al settore elettrico, al settore del riscaldamento/raffreddamento e al settore dei trasporti

Il potenziale aggiuntivo al 2020 per il settore dell'elettricità viene stimato in 54 TWh, per un totale massimo teorico di 104,18 TWh, equivalente a 8,96 Mtep. La potenza totale installata di "rinnovabili elettriche" supererebbe i 46.000 MW (nel 2005, anno di riferimento, era di poco inferiore a 21.000 MW).

Invece per i settori del riscaldamento/raffreddamento e biocarburanti è stimato un potenziale nazionale massimo teorico di 12 Mtep, di cui solo 0,6 Mtep relativo ai biocombustibili prodotti a livello nazionale.

Pertanto il potenziale nazionale massimo teorico per le rinnovabili al 2020 è stimato in totale in 20,97 Mtep, quando al 2005 era valutato in 6,71 Mtep.

Tabella 1: *Sintesi del potenziale nazionale di produzione da fonti rinnovabili.*

	2005 [Mtep]	2020 [Mtep]
Elettricità	4,29	8,96
Riscaldamento e condizionamento	2,12	11,40
Biocombustibili	0,30	0,61
Totale	6,71	20,97

Tabella 2: *Stima del potenziale nazionale di produzione da fonti rinnovabili.*

	2005		2020	
	Potenza [MW]	Energia [TWh]	Potenza [MW]	Energia [TWh]
Idroelettrico	17.325	36,00	20.200	43,15
Eolico	1.781	2,35	12.000	22,60
Solare	34	0,04	.500	13,20
Geotermico	711	5,32	1.300	9,73
Biomasse	1201	6,16	2.415	14,50
Maree	0	0,00	800	1,00
ELETTRICITÀ	20.989	49,87	46.215	104,18
ENERGIA PRIMARIA SOSTITUITA	4,29 MTep		8,96 MTep	
Geotermico	8.961	0,21	40.193	0,96
Solare	1.300	0,03	47.00	1,12
Biomasse	78.820	1,88	389.933	9,32
RISCALDAMENTO/CONDIZIONAMENTO	89.036	2,12	477.126	11,40
BIOCOMBUSTIBILI	12.600	0,30	25.600	0,61
TOTALE	101.636	2,42	502.726	12,01

Glossario

ABWR	<i>Advanced Boiling Water Reactor.</i>
ACR	<i>Advanced CANDU Reactor.</i>
ADS	<i>Accelerator Driven System.</i>
AGIP	Agenzia Generale Italiana Petroli.
AIN	Associazione Italiana Nucleare.
ANPA	Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente.
APAT	Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici.
AP1000 (600)	Advanced Passive-1000 (600) pressurized water reactor.
ARCHIMEDE	Progetto di costruzione, presso la centrale termoelettrica di Priolo Gargallo (SR), di un sistema di specchi in grado di convogliare la luce del Sole su tubazioni percorse da un fluido a base di sali che ha la proprietà di accumulare il calore.
AREVA	Multinazionale francese che opera nel campo dell'energia, specialmente quella nucleare.
Bq (becquerel)	Unità di misura della radioattività, definita come l'attività di un materiale in cui si ha un decadimento al secondo. $1 \text{ Bq} = 2,7 \times 10^{-11} \text{ Ci} = 27 \text{ picocurie}$ (il curie è un'altra misura della radioattività).
BNFL	<i>British Nuclear Fuels.</i>
BOS	<i>Balance of systems</i> , è tutto ciò che serve per mettere in funzione l'impianto: cavi, inverter, staffe di montaggio, ecc.
Broader approach	Accordo bilaterale EU – Giappone finalizzato a accelerare lo sviluppo della fusione verso il reattore prototipo DEMO.
CANDU	<i>CANadian Deuterium Uranium reactor.</i>
CESI	Azienda di consulenza, progettazione e ingegneria specializzata nel settore elettro-energetico e ambientale.
CdTe	Tellururo di cadmio: si tratta di un materiale semiconduttore che contiene cadmio e tellurio usato soprattutto in forma di film sottile policristallino per dispositivi fotovoltaici.
CIGS	<i>Copper indium gallium selenide</i> (CIGS): si tratta di un materiale semiconduttore che contiene rame, indio, gallio e selenio usato soprattutto in forma di film sottile policristallino per dispositivi fotovoltaici.
CIRTEN	Consorzio di università (Politecnico di Milano, Politecnico di Torino, Università di Pisa, Università "La Sapienza" Roma, Università di Palermo) che partecipa al progetto IRIS per la fissione nucleare.
CIS	Come il CIGS, ma nel caso in cui il composto non contenga il gallio.
clean coal	Carbone pulito, è il nome attribuito alla tecnologia più avanzata, in termini di efficienza energetica e riduzione di emissioni inquinanti, per la produzione di energia elettrica dalla combustione del carbone.
CLFR	<i>Compact Linear Fresnel Reflector</i> : insieme di specchi piani che, opportunamente orientati su un tubo ricevitore, simulano la superficie di un concentratore parabolico lineare.
CNR	Consiglio Nazionale delle Ricerche.
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i> . Sigla usata per identificare impianti e tecnologie per centrali solari a concentrazione.
DEMO	Reattore prototipo del progetto ITER per la fusione nucleare.
DOE	<i>Department of Energy</i> (USA).

EC	<i>European Commission</i> (Commissione Europea); è l'organo esecutivo dell'Unione Europea.
EDF	<i>Electricité de France</i> .
EIA	<i>Energy Information Administration</i> del Governo USA. Produce statistiche ufficiali su problemi energetici.
EJ	Exa joule. Unità di energia. 1 EJ = 1 miliardo di GJ (giga joule).
ENEA	Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente: è un ente pubblico che opera nei settori dell'energia e delle nuove tecnologie a supporto di politiche di competitività e di sviluppo sostenibile del Paese.
ENEL	ENEL SpA è la maggiore compagnia elettrica italiana.
ENI	ENI SpA è un'impresa integrata nell'energia, impegnata nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale.
Entalpia	Funzione di stato di un sistema termodinamico che esprime la quantità di energia che un sistema può scambiare con l'ambiente nel corso di una trasformazione isobara, cioè durante un processo che avviene a pressione costante.
EPBT	<i>Energy Pay-Back Time</i> , ovvero tempo di funzionamento del dispositivo (in anni) necessario affinché l'energia prodotta da esso sia uguale a quella usata per realizzarlo e renderlo operativo nel posto in cui viene usato.
EPR	<i>Evolutionary Power Reactor</i> .
EPS	<i>European Physical Society</i> (Società Europea di Fisica).
ESCO	Energy Services Companies, società private create con il compito di ottenere risparmi di energia.
ESTIF	Associazione Europea del SolareTermico.
ETBE	<i>Etil-Ter-Butil-Etere</i> .
ETS	<i>Emission Trading Scheme</i> , sistema per lo scambio di quote di emissione di gas serra all'interno della Comunità Europea.
Euratom	Organizzazione internazionale istituita, contemporaneamente alla Comunità Economica Europea (CEE), con i trattati di Roma del 25 marzo 1957 allo scopo di coordinare i programmi di ricerca degli stati membri relativi all'energia nucleare ed assicurare un uso pacifico della stessa.
FAME	Fatty Acid Methyl Ester.
Fischer-Tropsch (reazione di)	Processo chimico industriale utilizzato per produrre combustibili sintetici o olio sintetico a partire da miscele gassose di monossido di carbonio e idrogeno ("gas di sintesi") in presenza di catalizzatore.
Fotoconduttività	È l'aumento di conducibilità elettrica da parte di materiali non conduttori quando questi vengono esposti alla luce o alla radiazione elettromagnetica più in generale.
Fotovoltaico	(effetto). Fenomeno per cui due materiali diversi in contatto tra loro, di cui uno fotoconduttore, si comportano come un generatore di corrente quando sul materiale fotoconduttore incide luce o, più in generale, radiazione elettromagnetica.
GBq	Miliardi di becquerel.
GEF	<i>Global Environment Facility</i> .
GIF	<i>Generation IV International Forum</i> .
GJ (giga joule)	Unità di energia. 1 GJ= 1 miliardo di J.
GT-MHR	<i>Gas Turbine – Modular Helium Reactor</i> .
HDR	<i>Hot dry rock</i> – sistema di produzione di energia geotermica.

IAEA	<i>International Atomic Energy Agency</i> (Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica).
Idraulicità	Risorse idriche disponibili nei bacini idrografici asserviti alla produzione di energia elettrica.
IEA	<i>International Energy Agency</i> : è un'agenzia internazionale, nata nel 1974 con sede a Parigi, che promuove presso gli Stati membri politiche strategiche per un uso razionale delle fonti energetiche.
IGNITRON	Macchina ad alto campo, mirante a produrre esperimenti di ignizione della fusione nucleare con impulsi di breve durata.
INTD Reactors	<i>International Near Term Deployment Reactors</i> .
INFN	Istituto Nazionale di Fisica Nucleare.
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Changes</i> : è un organismo intergovernativo scientifico, istituito dalla World Meteorological Organization (WMO) e dal Programma per l'ambiente delle Nazioni Unite (UN <i>Environment Programme</i> – UNEP), che ha il compito di fornire ai politici una valutazione obiettiva e corretta della letteratura tecnico-scientifica e socio-economica disponibile in materia dei cambiamenti climatici.
IRFIM	<i>International Fusion Materials Facility</i> .
IRI	Istituto per la Ricostruzione Industriale.
IRIS	<i>International Reactor Innovative & Secure</i> .
IRPEF	Imposta sul Reddito delle Persone Fisiche.
ITER	<i>International Thermonuclear Experimental Reactor</i> : è un progetto internazionale per costruire un reattore a fusione con bilancio positivo di energia. ITER è in costruzione dal 2007 a Cadarache in Francia.
Kerogene	Materia organica allo stato solido, contenuta nelle rocce sedimentarie a grana fine (argille, marne, calcari e dolomie). Dall'alterazione termica del kerogene nei tempi geologici si origina il petrolio.
JET	<i>Joint European Torus</i> , Impresa comune europea per la fusione a confinamento magnetico. Il JET, installato a Culham in UK, ha cominciato a funzionare nel 1983 ed è ancora oggi operativo.
kWp (kilo-watt-picco)	Unità di misura della potenza di un dispositivo fotovoltaico. Corrisponde alla potenza che il dispositivo eroga quando si trova in specifiche condizioni di funzionamento: intensità della luce solare incidente uguale a 1kW/m^2 e temperatura del modulo uguale a 25°C .
Mt-CO ₂ -eq	Milioni di tonnellate equivalenti di CO ₂ .
MOX	<i>Mixed Oxide</i> , miscela di uranio naturale e plutonio.
MTBE	<i>Metil-Ter-Butil-Etere</i> .
Mtep	Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio = Mtoe.
Mtoe	Milioni di tonnellate di petrolio equivalente (1 toe - <i>Tonn of Oil Equivalent</i> - corrisponde a $44,7 \cdot 10^9$ J).
MWe	Mega watt elettrico.
NEA	<i>Nuclear Energy Agency</i> (Agenzia per l'Energia Nucleare).
nm (nano-metro)	Unità di misura, = 1 miliardesimo di metro.
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> in Colorado (USA).
NUCLECO	Società per l'Ecoingegneria Nucleare: è l'operatore italiano per la gestione dei rifiuti a basso e medio livello di radioattività prodotti in Italia.
OECD	<i>Organization for Economic Cooperation and Development</i> (=OCSE).
OCSE	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (=OECD).

PBMR	<i>Pebble Bed Modular Reactor</i> (reattore refrigerato a gas ad alta temperatura sviluppato in Sud Africa).
PMI	Piccola Media Industria.
Pour point	Indica la temperatura minima al di sopra della quale un fluido scorre senza aiuti esterni. Al di sotto del <i>pour point</i> il fluido tende a ispessire e non scorre più liberamente.
PPCS	<i>European Fusion Power Plant Conceptual Studies</i> .
Protocollo di Kyoto	Trattato internazionale in materia ambientale riguardante il riscaldamento globale sottoscritto nella città giapponese di Kyoto l'11 dicembre 1997 da più di 160 Paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici. Il trattato è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica anche da parte della Russia. Il trattato prevede l'obbligo in capo ai Paesi industrializzati di operare una riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio e altri cinque gas serra, ovvero metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoruro di zolfo) in una misura non inferiore al 5,2% rispetto alle emissioni registrate nel 1990 – considerato come anno base – nel periodo 2008-2012. Nessun tipo di limitazione di gas serra è previsto per i Paesi in via di sviluppo, perché tale vincolo rallenterebbe o condizionerebbe la loro crescita. Il protocollo ribadisce, comunque, la necessità di trasferire tecnologie e di costruire capacità anche in questi Paesi. Inoltre impegna i Paesi firmatari alla protezione e estensione delle foreste per favorire l'assorbimento delle emissioni di anidride carbonica.
PWR	Pressurized Water Reactor.
RME	Rapeseed Methyl Ester.
SET Plan	Strategic Energy Technology Plan.
SIF	Società Italiana di Fisica.
SNE-TP	Sustainable Nuclear Energy Technology Platform.
SOGIN	Società Gestione Impianti Nucleari.
Syncrude	Prodotti della liquefazione diretta del carbone.
tep	Tonnellate equivalenti di petrolio. Unità convenzionale pari a 10 milioni di kcal con la quale può essere espressa la quantità di una qualsiasi fonte energetica confrontando la sua potenzialità energetica con quella del petrolio greggio. 1 tep = 11.628 kWh e corrisponde al consumo annuo di energia elettrica di circa 2-3 famiglie italiane. 1 tep = 1 toe = $44,7 \cdot 10^3$ J.
TERNA	Trasmissione Elettricità Rete Nazionale: è la società responsabile in Italia della trasmissione dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale.
TNP	Trattato di non proliferazione nucleare. Attuato sotto l'egida dell'ONU e applicato attraverso il regime ispettivo dell'IAEA, vincola i paesi firmatari a non destinare a scopi militari i materiali e le tecnologie nucleari acquisite nell'ambito delle applicazioni pacifiche.
TRASCO	TRASmutazione SCOrie: progetto per l'incenerimento di scorie radioattive sviluppato dall'INFN presso i Laboratori Nazionali di Legnaro.
TREC	<i>Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation</i> : è un'iniziativa che promuove il progetto di creare una rete di generazione e distribuzione di energia "pulita" tra i paesi del Nord Africa, l'Europa, il Medio Oriente
TW (terawatt)	Unità di potenza. 1 TW = 1 miliardo di chilowatt.
TWh (Terawattora)	Unità di energia. 1 TWh = 1 miliardo di chilowattora.
UE	Unione Europea.

VOC	<i>Volatile Organic Compound</i> (composto organico volatile).
VVER	Vodo-Vodjanoi Energetičesky Reactor (reattore ad acqua pressurizzata).
W (watt)	Unità di potenza. 1 watt = 1 joule/secondo (viene spesa la potenza di un watt quando un joule di lavoro viene compiuto in un secondo). I multipli del watt più utilizzati sono il kilowatt (1 kW = 1000 W), il megawatt (1 MW = 1 milione di W), il terawatt (1 TW = 10^{12} W).
Wp (watt-picco)	Unità di misura della potenzialità di un modulo fotovoltaico. La potenza in Wp di un modulo fotovoltaico corrisponde a quella che il modulo fornisce quando l'irraggiamento solare incidente su di esso è di 1 kW/m^2 e la temperatura del modulo è di 25°C .
Wth (watt termico)	Unità di misura della potenza di un collettore solare. $1 \text{ Wth} \approx 0,39 \text{ Wh}$ elettrici.