

Se, nell'ambito di decisioni di politica energetica vengono considerati tutti i costi (non solo quelli privati) associati alle diverse opzioni, la transizione del nostro Paese verso un sistema di produzione che soddisfi il Protocollo di Kyoto può risultare economicamente conveniente

Benefici del protocollo

Andrea Caizzi *CESI*
Marino Gatto *Politecnico di Milano*
Luca Rizzi *FEEM*
Giulio De Leo *ARPA della Lombardia*

La III Conferenza delle Parti (COP3) di Kyoto ha stabilito come obiettivo per i Paesi firmatari una riduzione delle emissioni globali dei sei principali gas serra del 5,3% in media rispetto ai valori del 1990 entro il 2008-2012. Questo obiettivo generale viene declinato con valori specifici per singoli Paesi o aggregazioni politiche (come l'Unione europea); per l'Italia il rispetto del

Protocollo di Kyoto implica una riduzione delle emissioni di anidride carbonica (il principale gas serra) di almeno il 6,5%. Anche se i più recenti studi sugli effetti dei cambiamenti climatici [1] indicano in valori ben superiori a quanto previsto dal protocollo di Kyoto le riduzioni di gas climalteranti necessarie per contrastare efficacemente il fenomeno del riscaldamento globale, le successive conferenze delle parti hanno



economici di Kyoto

ulteriormente ribassato gli obiettivi di Kyoto. Tale protocollo rimane quindi come un traguardo con cui confrontarsi perlomeno nei prossimi anni.

I cicli di produzione di energia sono intrinsecamente coinvolti in tutti i processi che condizionano il clima, la desertificazione, la biodiversità e l'integrità della salute umana e delle specie viventi, coinvolgendo tutti i livelli di responsabilità amministrativi e politici, da quelli locali

alle massime autorità internazionali. Per questa ragione abbiamo analizzato differenti scenari di produzione di energia elettrica in Italia nel medio termine (anno di riferimento 2010) secondo i diversi punti di vista (ottica privata, ottica pubblica), con particolare riguardo al rispetto del vincolo del Protocollo Kyoto. A questo fine abbiamo considerato l'intero settore della produzione elettrica, che è responsabile di circa un terzo delle emissioni di gas

serra, e abbiamo condotto un bilancio monetario di tutti i costi ad esso associati. La teoria economica dell'ambiente [2] riconosce infatti l'esistenza di diverse tipologie di costi:

- **costi industriali o privati:** rappresentano i costi dei fattori di produzione che concorrono a formare i beni e servizi prodotti dall'economia; sono i costi che entrano nel bilancio costi-benefici del soggetto privato (produttore, consumatore)
- **costi esterni (socio-sanitari-ambientali):** rappresentano quei costi che si hanno quando l'attività sociale o economica di un gruppo di individui ha un impatto su di un altro gruppo e quando il primo gruppo non compensa completamente il secondo per l'impatto da esso generato; in termini semplificati sono i costi che, determinati da un'attività economica, ricadono sull'intera società; sono costi che non entrano nel bilancio economico del soggetto che li determina, il quale non paga per il danno arrecato o non riceve un compenso per il beneficio prodotto.
- **costi totali o sociali:** rappresentano la somma dei costi privati e di quelli esterni; sono i costi ai quali è interessato il soggetto pubblico.

Mentre, a parità di quantità di bene prodotto, il soggetto privato ha come obiettivo la minimizzazione dei costi privati, il soggetto pubblico persegue (o dovrebbe perseguire) la minimizzazione dei costi totali. È importante ricordare che la corrente di pensiero prevalente nell'Economia dell'Ambiente ha come paradigma che tutti i costi e i benefici si possano monetizzare, anche quelli ambientali. È chiaramente un'ottica antropocentrica, che ritiene che beni e servizi abbiano un valore in quanto ad essi attribuito dall'uomo in forma monetaria. Vi sono altri approcci alla valutazione dell'ambiente e alla tematica della sostenibilità che rinunciano *a priori* a una monetizzazione dei beni e dei servizi ambientali [3], ritenendo tale percorso poco fattibile per difficoltà tecniche insite nei metodi di valutazione o per scarsa condivisione del metodo (in quanto non avrebbe senso la trasformazione in valori monetari di ciò che è alla base fisica e biologica della vita del pianeta, ovvero dei sistemi naturali che sono il substrato dei sistemi economici) o addirittura per motivi etici (il mondo naturale e le sue componenti

avrebbero valore in sé, indipendentemente dalla relazione con l'uomo). Pur essendo consci di quanto il dibattito su questi temi sia aperto e delle implicazioni sottese alle diverse posizioni, abbiamo nondimeno voluto utilizzare i metodi di valutazione monetaria (per molti aspetti di più immediata applicazione) al problema dell'adesione di un Paese sviluppato quale l'Italia al protocollo di Kyoto sui cambiamenti climatici. L'obiettivo è stato quello di valutare differenti scenari produttivi energetici riferiti all'anno 2010, utilizzando come criterio di valutazione non solo i costi privati ma anche quelli esterni. In particolare un obiettivo prioritario è stato quello di verificare se, con riferimento alla società nel suo complesso, l'adesione al Protocollo di Kyoto e le conseguenti riconversioni impiantistiche, rappresentino effettivamente un costo o un beneficio.

Il presente lavoro, i cui risultati sono stati pubblicati su *Nature* [4], è stato sviluppato nell'ambito della Ricerca di Sistema per il settore elettrico assegnata al CESI, in collaborazione con l'Università di Parma e il Politecnico di Milano.

STIMA DEI COSTI: INDUSTRIALI E ESTERNI

La determinazione dei costi associati alla produzione di energia elettrica con diverse tecnologie è certamente uno dei problemi più delicati nell'elaborazione dei vari scenari di sviluppo del sistema energetico [5]. Qui di seguito descriviamo come siamo giunti alla stima dei vari costi.

COSTI INDUSTRIALI

La valutazione dei *costi industriali* (in Euro/kWh) è stata condotta basandosi su metodologie di calcolo [6] che prevedono come dati di ingresso il costo

specifico di investimento dell'impianto, le ore annue di utilizzo, il rendimento, la vita utile dell'impianto, i costi di esercizio e il tasso di attualizzazione. Il costo specifico di investimento dell'impianto (e di conseguenza il costo al kWh), per quanto riguarda le tecnologie che hanno ancora un forte margine di miglioramento legato alle economie di scala, è stato stimato al 2010 basandosi su *curve di esperienza* [7] (IEA/OECD, 2000) che caratterizzano tali tecnologie e permettono di introdurre nell'analisi l'attesa diminuzione dei costi industriali in seguito a economie di scala. I valori minimi e massimi dei costi industriali sono riportati nella tabella 1.

COSTI ESTERNI

Abbiamo preso in considerazione i costi di natura ambientale-sanitaria, mentre altri

TABELLA 1 - Quote di produzione ammissibili, costi ed emissioni specifiche di CO2 per 20 diverse tecnologie di produzione di energia elettrica in Italia. In verde sono riportate le tecnologie basate su fonti di energia rinnovabile, in rosso quelle su oli combustibili, in blu il gas e in nero i combustibili solidi.

Tecnologia	Produzione annua [TWh]		Costi Amb. Locali	Costi Industriali	Emissioni di CO ₂
	Min	Max	Val. Atteso (Min-Max) [10-3 €/kWh]	Val. Atteso (Min-Max) [10-3 €/kWh]	[g/kWh]
Grande Idroelettrico esistente (>10 MW)	36,3	36,3	3,6 (3,1-9,3)	13,9	0
Piccolo Idroelettrico esistente (<10 MW)	9,4	9,4	2,6 (2,1-3,1)	18,1	0
Piccolo Idroelettrico nuovo (<10 MW)	0	8,7	2,6 (2,1-3,1)	69,7 (43,9-103)	0
Geotermico	4	5,5	1,5 (0,5-6,7)	74,9 (62-108)	440
Rifiuti solidi	4	6,7	12,4 (2,6-18,1)	93,0 (62-160)	510
Eolico	1,5	5,0	1,5 (0,5-2,1)	77,5 (54,2-108)	0
Biomasse	3	15,0	(11,9 (0,5-19,6)	98,1 (77,5-136,9)	0
Biogas	0,43	1,0	0,0	47,5 (43,9-67,1)	0
Fotovoltaico	0,0054	0,2	1,5 (1,0-2,1)	433,8 (261-568)	0
Olio comb. (ciclo Rankine)	0	62,2	20,7 (11,9-71,3)	29,4	700
Cogenerazione da derivati petroliferi	3,5	3,5	9,3 (3,1-9,3)	29,4	530
Gas Naturale – Repowering	91	130,0	5,7 (0,5-13,9)	32,5 (24,3-41,3)	360
Gas naturale – Ciclo Combinato, nuove installazioni	0	42,0	5,7 (0,5-13,4)	34,1 (25,8-47,0)	350
Gas Naturale, grandi impianti con cogenerazione	25,6	32,0	2,6 (0,5-8,8)	35,1	312
Gas Naturale, impianti medi con cogenerazione	15,5	28,0	2,8 (0,5-8,8)	38,7	313
Gas Naturale, piccoli impianti con cogenerazione	2	10,0	3,1 (0,5-8,8)	46,5	325
Turbine a Gas con altri gas, esistente	8	8,2	10,3 (5,2-15,5)	49,1	660
Tar con ITGCC	9,1	12,0	6,2 (2,1-11,9)	46,5	779
Carbone (Rankine cycle)	0	25,0	25,8 (2,6-51,6)	22,7	930
Carbone (Ciclo combinato e cogenerazione)	5	6,4	5,2 (2,6-7,7)	20,7	976
Carbone (Ciclo combinato senza cogenerazione).	1,5	2,0	5,2 (2,6-7,7)	12,9	1040

tipi di costi socio-politici (quali la riduzione della dipendenza dall'estero per le fonti energetiche, le implicazioni per lo sviluppo tecnologico nazionale ecc.) rientrano nell'analisi come vincoli.

I costi esterni vengono generalmente distinti in *locali* e *globali*, intendendo con i primi la monetizzazione degli impatti ambientali e sanitari, escluso tutto quello che riguarda i Cambiamenti Climatici Globali (CCG), e con i secondi la monetizzazione degli impatti connessi ai CCG come conseguenza dell'emissione di gas climalteranti. La prima tipologia di costi è relativa a fenomeni che hanno una dimensione spaziale locale-regionale (inquinamento dell'aria a scala locale, fenomeno dell'acidificazione a scala regionale ecc.) mentre la seconda è relativa a fenomeni che agiscono alla scala planetaria. Mentre nel primo caso vi è una relativa coincidenza

tra l'ambito spaziale dei fattori di pressione e quello degli effetti ad essi conseguenti, nel secondo caso questa coincidenza non sussiste.

Per trasformare impatti fisici in danni monetari vi sono diverse tecniche di monetizzazione [8], anche se quella più ampiamente utilizzata negli studi sui costi esterni dell'energia è la *valutazione contingente*. Essa consiste nel chiedere in maniera diretta ai soggetti interessati, quale sia la disponibilità a pagare per ottenere un certo beneficio, ovvero ad accettare una somma, come compensazione, per un danno. Il metodo della valutazione contingente, nonostante i suoi non trascurabili limiti, è largamente impiegato negli studi sui costi ambientali, grazie alla indubbia versatilità; esso è tuttavia oggetto di un acceso dibattito, sia teorico, sia inerente alle modalità operative impiegate sul campo.

I valori relativi ai costi esterni delle diverse tecnologie produttive sono stati ottenuti svolgendo un'analisi critica dei risultati dei principali studi esistenti [8]. Anche se la maggior parte di essi non ha ancora raggiunto una metodologia consolidata e univoca che permetta di confrontare i risultati raggiunti in modo inequivocabile, alcuni studi hanno tuttavia raggiunto un livello di organicità e completezza tali da porsi indubbiamente come stato dell'arte in materia: essi forniscono pertanto le migliori stime ottenibili in base all'informazione e alle conoscenze ad oggi disponibili. I tre maggiori studi del settore sono: quello sviluppato nell'ambito del progetto europeo ExternE [9, 10], quello condotto dall'Empire State Electric Energy Research Corporation (ESEERCO) di New York [11] e quello dell'Oak Ridge National Laboratory (ORNL) per l'U.S. Department of Energy [12]. Mentre l'intervallo di incertezza associato ai costi esterni locali è relativamente limitato (si veda la tabella 1), quello relativo ai costi esterni globali (associato cioè ad un tonnellata di CO₂ equivalente emessa) è enorme e varia da 4 a 140 Euro nello studio ExternE. Tale divario è dovuto all'incertezza della valutazione economica ed allo *stato della conoscenza*, tuttora incompleta, dei meccanismi di risposta del sistema terrestre all'aumento della concentrazione di gas climalteranti. Quello citato è il cosiddetto *intervallo esteso*, che tiene conto di tutte le incertezze e delle diverse ipotesi in relazione agli scenari emissivi futuri e alle risposte dei sistemi natura-



li; in ExternE viene proposto anche un *intervallo ristretto* di variazione (18-46 Euro/t) attorno ad un valor medio di 30 Euro/t di CO₂ emessa. Per quanto riguarda la significatività dei risultati prodotti da ExternE (il più completo e recente studio in tema di costi esterni dell'energia), corre l'obbligo di specificare che l'analisi degli impatti in esso condotta (e sottesa alle valutazioni economiche dei danni), può essere considerata abbastanza standardizzata solo nel caso dell'inquinamento atmosferico, estremamente eterogenea invece in quasi tutti gli altri settori di impatto. Il settore d'impatto più indagato è quello relativo alla salute umana (seguito dai danni all'agricoltura e ai manufatti), mentre gli impatti sulle componenti strettamente naturali dell'ambiente sono in buona misura trascurati. Sembra quindi di poter concludere che i risultati di tali studi sono da considerarsi solo una (sotto)stima approssimativa dei potenziali impatti, poiché molti sono stati più o meno deliberatamente trascurati. Pur con queste limitazioni, le stime dei costi esterni sono comunque il risultato di uno studio condotto in quindici Paesi europei nell'arco di un decennio: su tali stime ci siamo quindi basati per le elaborazioni condotte nel nostro studio.

In conclusione, gli intervalli di valori utilizzati in corrispondenza delle diverse tecnologie sono quelli riportati nella tabella 1.

FORMULAZIONE DEL PROBLEMA E ALGORITMI RISOLUTIVI

Il soddisfacimento della domanda energetica nazionale al 2010 può essere raggiunto tramite diverse strategie, ad esempio attingendo alle fonti di energia tradizionale, a più bassi costi industriali ma di maggiore impatto ambientale, oppure favorendo lo sviluppo di fonti di energia alternativa di più basso impatto ambientale ma a maggiori costi industriali. È evidente che non tutte le alternative sono materialmente perseguibili: alcune tecnologie (come il fotovoltaico) sono ancora eccessivamente costose per rappresentare un'alternativa su grande scala ai combustibili fossili; altre, come il geotermico, hanno una potenzialità limitata alle sorgenti fisicamente o commercialmente sfruttabili. In altri casi ancora, quand'anche esistesse un'alternativa efficiente a petrolio e carbone, come il metano, potrebbe risultare non del tutto soddisfacente affidare solo ad essa il soddisfacimento dell'intero fabbisogno ener-

getico per ovvi motivi di sicurezza dell'approvvigionamento. Quale strategia sia da considerarsi migliore dipende quindi dall'esistenza di vincoli di varia natura (tecnica, politica ecc.) e da quali obiettivi ci si pone. Il problema della scelta della migliore politica energetica può essere risolto impostando un problema di ottimizzazione in cui la funzione obiettivo che si vuole minimizzare è data dalla somma dei costi industriali e/o ambientali e da una serie di vincoli.

In sintesi, il problema che abbiamo impostato si pone nei seguenti termini:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(C(x)/\theta) \\ & 0 \leq x \leq \alpha \\ & 0 \leq g(x) \leq \beta \end{aligned}$$

dove con $f(C)$ si indica un'opportuna funzione dei costi, con x il vettore delle varia-

bili di decisione (contributo in TWh/anno di ciascuna tecnologia al soddisfacimento della domanda elettrica), con θ il vettore dei parametri tecnologici che determinano la funzione dei costi f , e con $0 \leq x \leq \alpha$ e $0 \leq g(x) \leq \beta$ i vincoli del problema. Nello specifico, il primo set di vincoli " $0 \leq x \leq \alpha$ " rappresenta i *vincoli tecnologici o di sistema*, ai quali devono sottostare le variabili di decisione, dove α corrisponde alla potenzialità massima al 2010, stimata per ciascuna tecnologia. Con $0 \leq g(x) \leq \beta$ si vogliono invece individuare una serie di vincoli aggiuntivi (in generale *vincoli politici*), funzioni delle variabili di decisione, come ad esempio i vincoli sulle emissioni di CO₂. Sono stati quindi analizzati diversi scenari, ciascuno definito congiuntamente dalla specifica forma della funzione obiettivo utilizzata e dai vincoli politici attivati, tenendo

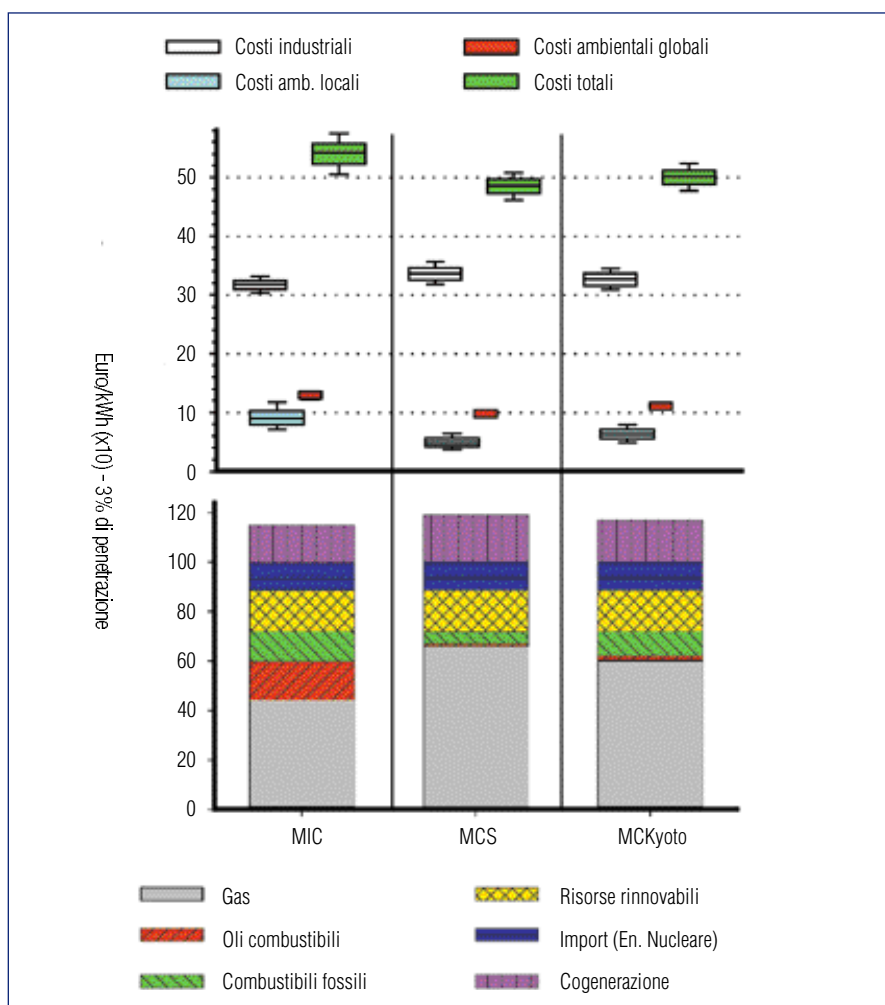


Figura 1 a) i costi del kWh (in milliEuro) per i tre scenari nell'ipotesi di un costo di 30 €/ton di CO₂. Oltre al valore atteso, viene riportato anche il Minimo, il Massimo e il 25° e 75° percentile; b) la percentuale di penetrazione delle varie tecnologie per ciascun scenario. La somma totale di tali percentuali è superiore al 100% perché parte dell'energia è cogenerata.

presente che i vincoli di sistema, essendo vincoli *fisici*, devono essere soddisfatti in qualsiasi scenario.

Per il trattamento dell'incertezza nella stima dei costi abbiamo utilizzato due metodologie. In primo luogo abbiamo associato una distribuzione di probabilità (distribuzione beta) a ciascun intervallo dei costi riportato nella tabella 1 (quindi sia sui costi industriali che sui costi ambientali locali). Per quanto riguarda la minimizzazione della funzione dei costi per ciascun scenario abbiamo utilizzato un metodo Montecarlo, risolvendo cioè il problema 1000 volte, ogni volta estraendo un valore diverso dalla specifica distribuzione beta di ciascuna voce dei costi. Per ciascuna delle mille repliche la soluzione, ovvero il mix energetico migliore, è espressa in termini di energia prodotta con ciascuna tecnologia, di percentuale di penetrazione e di

costi complessivi associati (costi industriali, locali e globali totali e per kWh). Sui mille valori così ottenuti è stato quindi possibile stimare le usuali statistiche, ovvero il valore medio atteso, la deviazioni standard, gli intervalli di confidenza ecc.

Per quanto riguarda invece il problema specifico dell'incertezza legata ai fenomeni di cambiamento climatico, abbiamo poi condotto un'analisi di sensitività dei risultati del metodo Montecarlo per valutare l'effetto di una variazione del costo esterno associato ad una tonnellata di CO₂ emessa. Abbiamo fatto variare tale costo fra 0 e 250 €/ton, rispetto al valore di riferimento di 30 €/ton.

I VINCOLI

Soddisfacimento della domanda energetica al 2010 È necessario che qualsiasi politica energetica si consideri sia in grado di

soddisfare il fabbisogno energetico nazionale. Questo, in accordo con le previsioni effettuate da enti diversi (ENEL, IEFE, Unione Petrolifera), è stato stimato pari a 353 TWh nel 2010.

Potenzialità delle tecnologie produttive e sicurezza degli approvvigionamenti energetici. Innanzitutto il contributo specifico che ogni tecnologia può apportare deve essere inferiore, o al più pari, alla potenzialità massima stimata per quella tecnologia. Il limite superiore, riportato nella tabella 1, è stato determinato attraverso un'analisi sistematica della letteratura in base all'attuale livello di sviluppo, al margine di crescita annuale, ai principali limiti tecnologici e alle politiche di incentivo o disincentivo in atto e prevedibili.

Inoltre l'obiettivo di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico si può perseguire sia sviluppando la produzione da fonti interne sia diversificando le fonti e le aree di approvvigionamento dall'estero. Il livello di diversificazione può essere calcolato mediante diversi indici: quello da noi scelto è l'indice di Simpson S , ovvero $1 - \sum p_i^2$, dove p_i è la quota percentuale di energia elettrica prodotta dall' i -esima fonte, calcolata come rapporto fra la quantità q_i di elettricità prodotta dalla stessa fonte (TWh) e l'elettricità totale Q_r messa in rete (pari a 353 TWh). Valori bassi di S sono indicativi di una politica energetica che privilegia nettamente poche fonti (tipicamente metano, petrolio e carbone), mentre valori alti dell'indice di Simpson sono significativi di un maggior livello di diversificazione (un valore minimo di S pari a 0,65 corrisponde a un limite massimo del 50% di copertura del fabbisogno nazionale da parte di un singolo settore energetico).

GLI OBIETTIVI

Una volta impostati i vincoli all'interno dei quali le variabili di decisione si possono muovere, si procede alla individuazione della funzione obiettivo, nel caso specifico i costi (industriali e ambientali) che è necessario sostenere per il soddisfacimento della domanda energetica nazionale sotto i vincoli prima discussi. A secondo dell'ottica – sociale o industriale – e dei vincoli che si intende rispettare sono stati considerati i tre seguenti scenari:

- *Lo scenario di minimo costo industriale (MCI).* L'obiettivo è quello di minimizzare i soli costi industriali dell'attività di pro-



Foto Siemens

duzione, trascurando completamente i costi esterni.

- *Lo scenario di minimo costo sociale (MCS).* In questo scenario si assume che l'obiettivo principale dell'autorità pubblica nella definizione della politica energetica sia quello di minimizzare il costo sociale totale, definito come somma dei costi industriali e dei costi esterni. Il rispetto del vincolo di Kyoto non viene imposto a priori ma viene valutato a posteriori.

- *Lo scenario che rispetta il vincolo di Kyoto al minimo costo industriale (MCKyoto).* Si analizza lo scenario di minimo costo industriale sotto il vincolo aggiuntivo di ridurre le emissioni di anidride carbonica di almeno il 6,5% rispetto alle emissioni del 1990 entro il periodo compreso fra il 2008 e il 2012. Dal momento che è stato considerato solo il settore della produzione elettrica, lo scenario in oggetto non implica che il sistema Italia nel suo complesso soddisfi il protocollo di Kyoto, ma semplicemente vincola il settore elettrico a una riduzione delle emissioni percentualmente pari a quelle previste per l'intero Paese.

ANALISI DEI RISULTATI

La figura 1a riporta il costo complessivo in Euro per kWh per ciascuno scenario, con il contributo dovuto ai costi industriali, ai costi ambientali locali e ai costi ambientali provocati da gas serra (assunti pari a 30 Euro/t di CO₂ equivalente emessa); la figura 1b mostra le percentuali delle diverse tec-

nologie nei tre scenari.

Dall'esame dei risultati è possibile sviluppare le seguenti osservazioni.

La minimizzazione dei puri costi industriali (*scenario MCI*) comporta emissioni di anidride carbonica pari a 137,34 milioni di tonnellate annue equivalenti, valore decisamente superiore al limite di 115,7 milioni di tonnellate/anno necessario per rispettare il Protocollo di Kyoto. I costi esterni ambientali in questo scenario ammontano complessivamente a 7 miliardi di Euro, valore più alto fra tutti gli scenari considerati. Anche il costo totale del kWh risulta nel suo complesso il più alto (5,41 centesimi di Euro/kWh). A questo scenario corrisponde il massimo livello di diversificazione ($S = 0,68$) delle fonti energetiche.

La minimizzazione della somma dei costi industriali ed esterni (*scenario MCS*) conduce (per definizione) alla soluzione più conveniente nel complesso in quanto permette di risparmiare circa 2,35 miliardi annui di Euro in costi esterni ambientali, con un incremento dei costi industriali di circa 0,6 miliardi di Euro rispetto allo scenario *MCI*. Il costo complessivo del kWh risulta di 4,85 centesimi di Euro/kWh. Le emissioni di CO₂ risultano di 103,4 milioni di tonnellate/anno. Lo scenario è caratterizzato da una maggiore quota di gas naturale, con una maggiore efficienza di combustione e minori emissioni inquinanti, ma anche da una più alta percentuale di ricorso a fonti rinnovabili e alla cogenerazione. La quota assorbita dal gas è sostanzial-

mente erosa dall'olio combustibile e dal carbone. Il livello di diversificazione scende drasticamente ($S = 0,41$), a testimoniare un *trade-off* tra diversificazione delle fonti (e quindi sicurezza degli approvvigionamenti) e costi sociali: la differenza di costo complessivo tra i due scenari può essere vista come una stima della *disponibilità a pagare* della società per garantirsi un determinato grado di diversificazione delle fonti energetiche. Per questo scenario è stata condotta un'analisi di sensitività (descritta nel seguito) che ha mostrato come le quote delle diverse tecnologie non cambino enormemente al variare del valore assunto per il danno monetario dell'unità di CO₂ emessa, ma come, al crescere di questo, lo scenario MCS si sposti gradualmente verso un maggior ricorso alla cogenerazione e alle fonti rinnovabili.

La minimizzazione dei costi industriali nel rispetto dei vincoli di Kyoto (*scenario MCI + Kyoto*) comporta una riduzione del 17 % delle emissioni di gas climalteranti rispetto allo scenario *MCI*, una riduzione di circa 1,5 miliardi di Euro in costi esterni ambientali (-902 milioni di Euro per costi ambientali locali, -655 milioni di Euro per costi ambientali globali) a fronte di un incremento dei costi industriali di 300 milioni di Euro. Il costo complessivo del kWh risulta essere di 5,12 centesimi di Euro/kWh. L'indice di diversificazione risulta essere 0,50, valore intermedio fra quelli assunti in corrispondenza degli scenari *MCI* e *MCS*.

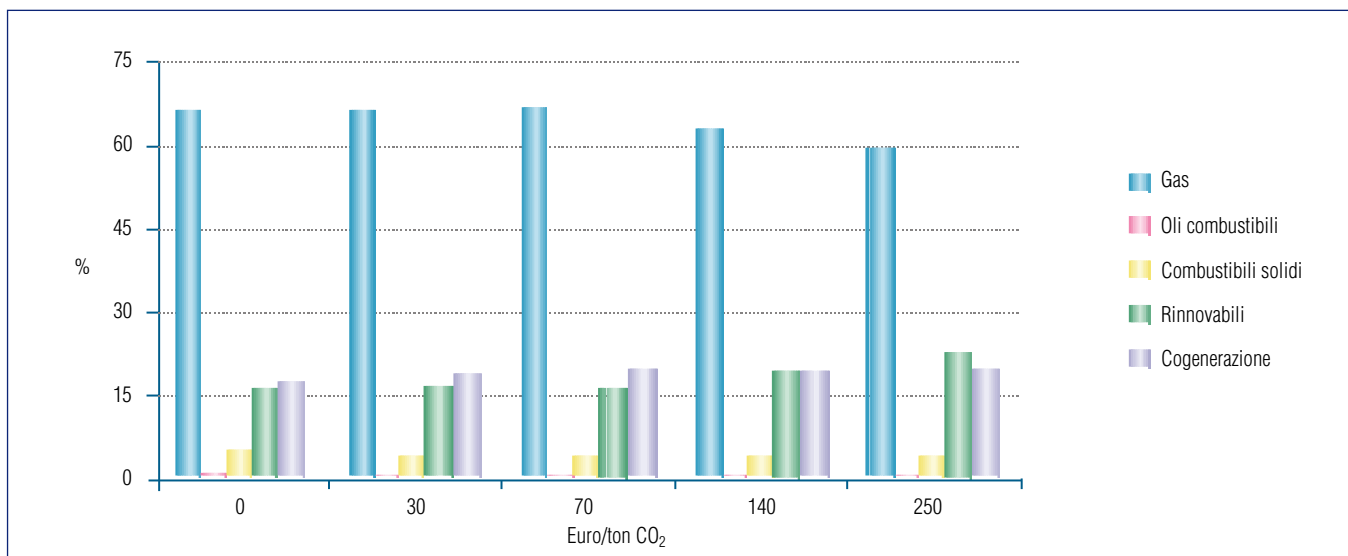


Figura 2 Analisi di sensitività. Percentuale di penetrazione per ciascuna fonte di approvvigionamento energetico per diverse stime del costo specifico di una tonnellata di CO₂. Viene riportata inoltre la percentuale di penetrazione delle tecnologie basate su cogenerazione. Si vede che al crescere dei costi attesi legati all'effetto serra la percentuale di penetrazione del gas diminuisce a favore delle più costose, ma anche più pulite fonti rinnovabili.

ANALISI DI SENSITIVITÀ

Si è già detto che l'elemento di maggior rilievo che evidenzia l'analisi degli studi sulle esternalità ambientali è senz'altro l'elevata variabilità nelle stime dei costi esterni ambientali. In particolare, è emerso il forte grado di incertezza nell'ambito dell'analisi delle esternalità da riscaldamento globale, in conseguenza delle differenti assunzioni riguardo al tasso di sconto adottato, allo scenario di sviluppo di riferimento e alla probabilità e portata di eventi contingenti (migrazioni, carestie ecc.). Abbiamo quindi ritenuto opportuno valutare la robustezza dei risultati ottenuti al variare delle stime dei costi esterni globali per ogni tonnellata di CO₂ equivalente emessa. L'analisi di sensitività è stata condotta, per lo scenario MCS, facendo variare il valore di costo esterno per tonnellata di CO₂ emessa tra 0 e 250 Euro (si veda la figura 2). Si nota che al crescere di tale costo sostanzialmente decresce la quota della produzione termoelettrica attraverso gas naturale e cresce il contributo delle fonti rinnovabili. Un risultato particolarmente interessante si ottiene minimizzando i costi complessivi nello scenario MCS avendo posto a zero il valore di costo esterno per tonnellata di CO₂ emessa: infatti, anche non attribuendo alcun valore economico ai danni generati dal fenomeno di riscaldamento globale, risulta in questo caso che il solo decremento dei costi ambientali locali (-1450 milioni di Euro) è in grado di compensare l'aumento dei

costi industriali (+ 550 milioni di Euro), con un beneficio netto sociale di circa 900 milioni di Euro l'anno.

CONCLUSIONI

L'approccio adottato nel presente lavoro è stato, volutamente, semplificato: si tratta innanzitutto di un'analisi *a regime*, non sono cioè considerati i costi di transizione da una configurazione di scenario all'altra (costi che, comunque, decrescono all'aumentare del periodo di riferimento dell'analisi in conseguenza del rinnovo *naturale* del parco generativo).

Il lavoro ha inoltre preso in esame il settore della produzione elettrica, per cui, per estendere le valutazioni sull'adesione al protocollo di Kyoto all'intero sistema nazionale, sarebbe necessario comparare i costi unitari (marginali) di riduzione delle emissioni di CO₂ tra i diversi settori: tanto più questi si discostano (in eccesso o in difetto) da quelli validi per il settore elettrico, tanto più sarà distante, e con segno invertito, la somma complessiva rispetto alla semplice estrapolazione lineare a partire dai dati validi per il sistema elettrico. Si consideri inoltre che l'utilizzo dei cosiddetti meccanismi di flessibilità previsti dal protocollo di Kyoto (Emission trading, Clean development, Joint implementation) e in particolare dell'*Emission trading*, dovrebbe contribuire a ridurre il costo di *compliance* rispetto agli obiettivi di riduzione fissati [13].

Le conclusioni del lavoro sono quindi evi-

denti: se, nell'ambito di decisioni di politica energetica (ma più in generale nell'ambito di scelte strategiche che coinvolgono l'intera società) vengono considerati tutti i costi associati alle diverse opzioni, talune decisioni che, giudicate secondo un criterio meramente industriale o privato, sembrano avere costi di realizzazione elevati, possono apparire addirittura come convenienti per la società nel suo complesso. Nello specifico un risultato interessante è che sarebbe comunque vantaggioso per l'Italia aderire al Protocollo di Kyoto, perché la riduzione dell'inquinamento locale e dei relativi costi è una ragione sufficiente per diminuire l'utilizzo di quei combustibili che sono responsabili dell'effetto serra. Questo significa che anche se a livello scientifico non vi è totale accordo su quanto il clima della Terra sarà influenzato dalle emissioni di gas serra, questa incertezza non è motivo sufficiente per non orientarsi verso sistemi produttivi meno inquinanti, e in particolare per non aderire al Protocollo di Kyoto. In altre parole, qualunque sia l'opinione dei decisori politici a proposito del riscaldamento globale, sarebbe opportuno riprogettare al più presto le strategie di produzione dell'energia elettrica e termica, anche solo per evitare i costi esterni locali, tenendo presente nel contempo altri aspetti, come la diversificazioni delle fonti energetiche e la sicurezza degli approvvigionamenti, tutti elementi centrali ed irrinunciabili per una corretta pianificazione energetica.

BIBLIOGRAFIA

[1] Houghton J.T., Ding Y. et al.: (Eds.), *IPCC Third Assessment Report - Climate Change 2001: The Scientific Basis*. Cambridge, Cambridge University Press, 2001.

[2] Callan S.J., Thomas J.M.: *Environmental Economics and Management: Theory, Policy and Applications*. Chicago, Irwin, 1996.

[3] Gatto M., De Leo G.A.: Pricing biodiversity and ecosystem services: The never-ending story. *BioScience*, 50 (2000), pp. 347-355.

[4] De Leo G.A., Rizzi L., Caizzi A., Gatto M.: The economic benefits of the Kyoto Protocol. *Nature*, 413 (2001), pp. 478-479.

[5] De Leo G.A., Rizzi L., Caizzi A.: Environmental externalities and industrial costs of energy production: which future for renewable resources?, *Proceedings of the 29th International Conference on*

"Automation and Decision Making", pp. 247-256 (FAST, Milano, Italy, 8 November 2000).

[6] De Paoli L., Lorenzoni A.: *Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione*. Milano, Franco Angeli, 1999.

[7] IEA/OECD: *Experience Curves for Energy Technology Policy*. Paris, IEA, 2000. (Disponibile anche sul sito: <http://www.iea.org/public/studies/curves.htm>)

[8] Caizzi A.: *I costi sociali dell'energia: i risultati oggi disponibili e la loro significatività*. Rapporto CESI AMB/01/006 (2000).

[9] European Commission: *ExternE: Externalities of Energy*, Vol.1-6. Bruxelles, EC, 1995. (Disponibile anche sul sito: <http://extern.jrc.es/index.html>).

[10] Crapanzano G., Del Furia L., Pavan M., Ascari S., Fontana M., Lorenzoni A., Muggiani F.: *ExternE National Implementation, Italy*. Milano, FEEM, 1997.

[11] Rowe R.D., Lang C.M., Chestnut L.G., Latimer D., Rae D., Bemow S.M., White D.: *ESEER-CO, New York State Environmental Externalities Cost Study. Vols. 1 and 2*. New York, Oceana Publications Inc., 1995.

[12] Russel L. (ed.): *External Costs and Benefits of Fuel Cycles*. Oak Ridge (Tennessee), Oak Ridge National Laboratory and Resources for the Future, 1994.

[13] Intertaboratory Working Group: *Scenarios for a Clean energy Future* (Oak Ridge National Laboratory, Tennessee, and Lawrence Berkeley National Laboratory, California; OPRNL/CON-476 and LBNL-44029), 2000.